

Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia

Revisión julio 2014



SUBDIRECCION DE DEMANDA
SUBDIRECCION DE DEMANDA

**Proyección de Demanda de Gas Natural
en Colombia**

Revisión julio de 2014

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero Energética, UPME
Subdirección de Demanda
Revisión Julio 2014
Julio 2014

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	6
PROYECCIONES DE DEMANDA DE GAS NATURAL	7
1. MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA	7
1.1 <i>Oferta de gas</i>	7
1.2 <i>Demanda de gas</i>	8
1.2.1 Percepción de escasez de gas en el mercado nacional.....	8
1.3 <i>Estructura del mercado</i>	9
1.3.1 Fallas de mercado.....	9
1.3.2 Contratos.....	11
2. DEMANDA DE GAS NATURAL	12
3. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL INTERNA, SIN TERMOELÉCTRICAS, DE GAS NATURAL EN COLOMBIA	13
3.1 <i>Proyección de demanda relacionada con PIB</i>	13
3.2 <i>Escenarios Alternativos Demanda de GN</i>	14
3.2.1 Escenario “PIB de la Paz” exógeno.	15
3.2.2 Escenario combinado	15
4. PROYECCIONES DE DEMANDA DE GN POR SECTORES DE CONSUMO Y POR REGIONES	16
4.1 <i>Proyección de demanda sector residencial</i>	16
4.1.1 Región Centro.....	17
4.1.2 Región Costa.....	18
4.1.3 Región CQR.....	18
4.1.4 Región Noreste	18
4.1.5 Región Noroeste.....	19
4.1.6 Región Suroeste.....	19
4.1.7 Región Tolima Grande	20
4.2 <i>Proyección de demanda sector Comercial</i>	20
4.2.1 Región Centro.....	20
4.2.2 Región Costa.....	21
4.2.3 Región CQR.....	21
4.2.4 Región Noreste.....	22
4.2.5 Región Noroeste.....	22
4.2.6 Región Suroeste.....	22
4.2.7 Región Tolima Grande	23
4.3 <i>Proyección de demanda sector Industrial</i>	23
4.3.1 Región Centro.....	24
4.3.2 Región Costa.....	24
4.3.3 Región CQR.....	25
4.3.4 Región Noreste.....	25
4.3.5 Región Noroeste.....	25
4.3.6 Región Suroeste.....	26
4.3.7 Región Tolima Grande	26
4.4 <i>Proyección de demanda sector Petroquímico</i>	26
4.4.1 Región Costa.....	27
4.4.2 Región Noroeste.....	27
4.5 <i>Proyección de demanda sector Petrolero</i>	28
4.5.1 Región Centro.....	28

4.5.2	Región Costa	29
4.5.3	Región Noreste	29
4.6	<i>Proyección de demanda sector Transporte</i>	29
4.6.1	Región Centro	30
4.6.2	Región Costa	31
4.6.3	Región CQR	31
4.6.4	Región Noreste	32
4.6.5	Región Noroeste	32
4.6.6	Región Suroeste	32
4.6.7	Región Tolima Grande	33
4.7	<i>Sector Termoeléctrico</i>	33
4.7.1	Región Centro	35
4.7.2	Región Costa	35
4.7.3	Región CQR	36
4.7.4	Región Noreste	36
4.7.5	Región Noroeste	36
4.7.6	Región Suroeste	37
4.8	<i>Resumen demanda sectorial</i>	37
5.	CONSUMO PER CÁPITA (CURVAS DE ROSENFELD)	38
6.	META ANÁLISIS DE PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL	40
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		44

INTRODUCCIÓN

Este documento presenta la revisión encargada a Unidad de Planeación Minero Energética-UPME, de la proyección de la demanda interna de gas natural (en adelante GN). En un primer análisis de la evolución de la demanda, se realizó un ejercicio estadístico en el cual se calcularon los consumos futuros de GN sin incluir los consumos del sector termoelectrico. Posteriormente, se presentan las proyecciones de demanda por sector de consumo.

Se deben destacar los siguientes elementos en esta revisión:

- Se utilizaron criterios estadísticos para establecer escenarios de demanda de GN.
- Se construyó una serie histórica de consumos trimestrales por sectores de consumo, de acuerdo a la información disponible en la UPME.
- Para el análisis estadístico de las cifras a nivel nacional se omitió el consumo de GN por parte de las plantas de generación térmica, ya que éste está sujeto a condiciones propias de la operación del Sistema Interconectado Nacional como el despacho por mérito y las generaciones de seguridad, por lo que históricamente el crecimiento de la demanda de este sector ha estado ligado a factores exógenos como la disminución de los aportes hidrológicos o fallas en el Sistema de Transmisión Nacional.
- Para la proyección de los sectores Residencial, Comercial, Industrial y Petroquímico se utilizaron métodos estadísticos en los que se tuvieron en cuenta variables económicas (PIB, precios GN y sustitutos) y sociales (población, cobertura del servicio en hogares).
- Para el sector transporte se utilizaron métodos de optimización tomando en cuenta la cantidad de vehículos y el número de viajes que estos mismos realizan dentro de las principales áreas metropolitanas, Bogotá, Barranquilla y Medellín.

- Para las proyecciones de demanda del sector termoelectrico se utiliza el software de modelamiento de despacho de sistemas hidrotérmicos SDDP por sus siglas en inglés (*Stochastic Dual Dynamic Programming*), en el cual se tienen en cuenta las condiciones operativas y de costos de las centrales de generación. Además se realiza un análisis de las generaciones de seguridad necesarias de acuerdo a las restricciones de la red eléctrica.

Los resultados de la proyección de demanda interna de GN se presentan a continuación:

PROYECCIÓN NACIONAL GBTUD			
AÑO	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	1 011,41	1 063,06	849,97
2015	1 147,69	1 198,51	921,73
2016	1 067,11	1 119,36	955,28
2017	1 100,93	1 152,76	997,87
2018	1 325,00	1 377,44	1 200,89
2019	1 135,81	1 189,99	1 023,47
2020	1 271,94	1 325,61	1 136,63
2021	1 312,07	1 367,68	1 179,97
2022	1 368,39	1 424,76	1 214,76
2023	1 388,65	1 444,72	1 253,52
2024	1 441,53	1 499,36	1 284,70
2025	1 458,95	1 517,75	1 321,12
2026	1 493,89	1 553,55	1 356,97
2027	1 524,37	1 584,91	1 387,44
2028	1 556,23	1 617,56	1 417,91

Los porcentajes de crecimiento correspondientes a la demanda proyectada son:

PROYECCIÓN NACIONAL % CRECIMIENTO			
AÑO	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	-0,90%	4,17%	-16,71%
2015	13,47%	12,74%	8,44%
2016	-7,02%	-6,60%	3,64%
2017	3,17%	2,98%	4,46%
2018	20,35%	19,49%	20,35%
2019	-14,28%	-13,61%	-14,77%
2020	11,99%	11,40%	11,06%
2021	3,16%	3,17%	3,81%
2022	4,29%	4,17%	2,95%
2023	1,48%	1,40%	3,19%
2024	3,81%	3,78%	2,49%
2025	1,21%	1,23%	2,83%
2026	2,39%	2,36%	2,71%
2027	2,04%	2,02%	2,25%
2028	2,09%	2,06%	2,20%

PROYECCIONES DE DEMANDA DE GAS NATURAL

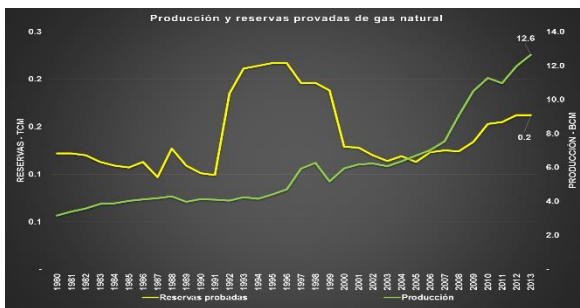
1. MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

El desarrollo del mercado de gas natural (GN) es relativamente reciente, comienza a partir del descubrimiento del yacimiento de Guajira que entra en operación en 1977. En 1986 se decide masificar el uso del energético y en 1993 se encargó a Ecopetrol de liderar el desarrollo de la red de transporte. En 1997 se separa la actividad transportadora de gas de Ecopetrol con la creación de Ecogas que luego se transformó en la Transportadora de Gas del Interior (TGI).

A diferencia de otros energéticos, el GN aún se encuentra en proceso de penetración dentro del mercado nacional.

1.1 Oferta de gas

En 2013 la producción de GN en el país alcanzó 12,6 billones de metros cúbicos (Bmc), las reservas del país, a su vez llegaron los 162,2 Bmc (0,2 Tcm - trillones de metros cúbicos). Gráficamente se puede apreciar cómo la producción de GN aumenta exponencialmente a partir del año 1994, acorde con la penetración del energético en el mercado nacional, mientras las reservas probadas han aumentado de forma más discreta, a partir de 2005.



Fuente: BP statistical review 2014

Dados los comportamientos de las reservas probadas y de la producción, el indicador de reservas sobre el nivel de producción de gas del país ha mantenido una clara tendencia

decreciente ligada a la evolución de la penetración del energético en la economía nacional con el consecuente aumento de su explotación y a la ausencia de nuevos descubrimientos importantes.

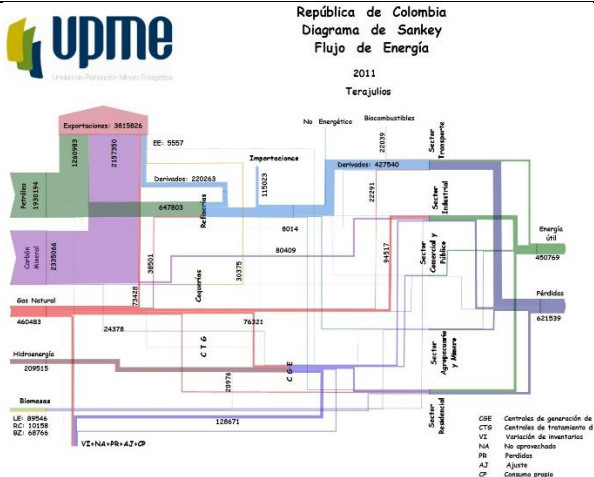
A 2013 la razón R/P, que se interpreta como la cantidad de años restantes de autosuficiencia, suponiendo que no hay cambios tanto en reservas como en producción, mostraba que las reservas de GN alcanzan para abastecer la economía durante 13 años, mientras que en 1994 (antes de la masificación del servicio) dicha razón alcanzaba un nivel de 51,5 años.



Fuente: BP Statistical review 2014

La razón R/P del gas es baja si se contrasta con la razón de carbón que alcanza 79 años, pero supera la del petróleo que alcanza tan solo 6,5 años, la mitad de la razón del gas. En conclusión, Colombia tiene una relación R/P de gas y petróleo muy bajas si se compara con la misma relación de carbón.

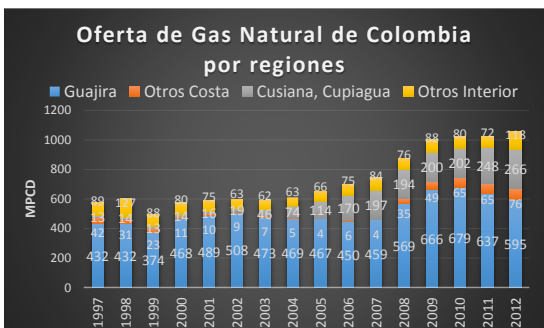
Tomando las cifras del Balance Energético Nacional (BEN) de la UPME, se puede observar que la vocación de la producción de los otros energéticos primarios producidos en el país son los mercados externos. Las exportaciones de carbón representan el 93,6% de la producción total y las exportaciones de petróleo representan el 65,9% de su producción. El gas natural tiene una vocación que tiende más a la atención del mercado interno y solo se exporta el 13,4% de su producción a Venezuela principalmente.



Fuente: UPME

Actualmente los esfuerzos en exploración se centran en el petróleo, pero es bien sabido que los campos petroleros tienen asociadas reservas de gas, por lo que se esperaría que los esfuerzos en la ampliación de las reservas petroleras del país se vean reflejados adicionalmente en aumentos de las reservas de GN.

Actualmente, más del 80% de la oferta de GN del país se encuentra concentrada en los campos de la Guajira (56,4%), seguidos por los campos de Cusiana – Cupiagua (25,2%).

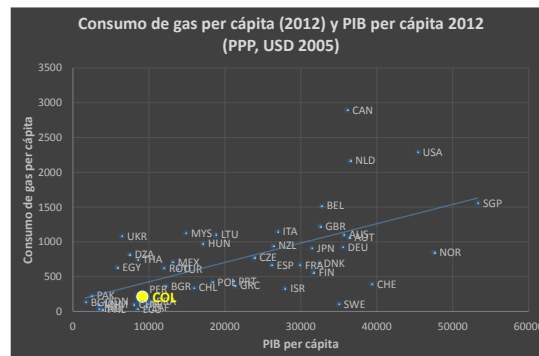


Fuente: UPME- SIPG

La oferta de GN en el país es netamente doméstica, aunque existe la posibilidad de importar gas de Venezuela a través del gasoducto que interconecta las dos naciones, hasta el momento, solo se ha utilizado para operaciones de exportación.

1.2 Demanda de gas

El consumo de gas en Colombia es relativamente bajo en términos relativos respecto al consumo de otros países, controlando por el nivel PIB per cápita.



Fuente: Worldbank y BP Statistical review of World Energy

Dado el tamaño de la economía Colombiana, relativo a economías similares y su consumo de gas, podría existir espacio para una mayor participación del gas dentro de la matriz energética del país, si las condiciones de mercado incentivan su consumo.

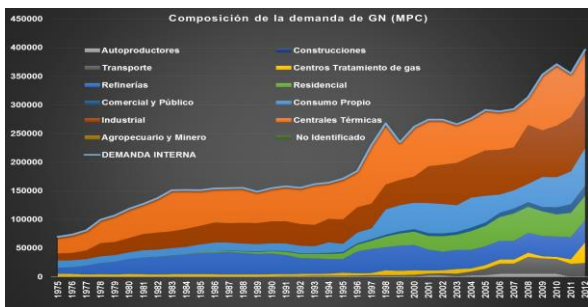
1.2.1 Percepción de escasez de gas en el mercado nacional

Colombia decidió aprovechar la gran disponibilidad del recurso hídrico para la generación de energía. Esta situación ha hecho que el país cuente con una capacidad instalada para generación de energía relativamente limpia y de bajos costos marginales. La alta concentración de capacidad de generación hidroeléctrica tiende a generar choques en el mercado cuando se presentan sequías, en especial durante las épocas de ocurrencia de fenómenos meteorológicos como El Niño.

En temporada de sequía, las plantas termoeléctricas entran a apoyar la generación de energía eléctrica con el fin de garantizar el suministro. El energético más usado para alimentar dichas plantas es el GN, situación

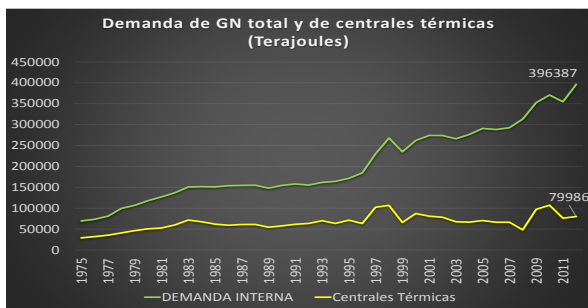
que genera un aumento súbito en la demanda de gas del país.

El consumo interno de GN se distribuye principalmente en centrales térmicas, consumo industrial y residencial. La gran participación de las centrales térmicas dentro de la demanda de GN del país produce presiones importantes en la cadena de GN cuando se producen aumentos en su demanda condicionados, como se mencionó anteriormente, por fenómenos meteorológicos como el niño.



Fuente: UPME, balance energético.

Las mencionadas fluctuaciones de la demanda generadas por la volatilidad en el uso de las centrales generadoras térmicas, han producido fenómenos de “escasez” en el mercado que han llevado a racionamientos en el suministro de gas, los cuales, en realidad, se deben no precisamente a la escasez del energético sino a la poca flexibilidad del sistema para abastecer estos picos de demanda. Se puede decir que existe descoordinación entre los diferentes niveles de la cadena de GN.

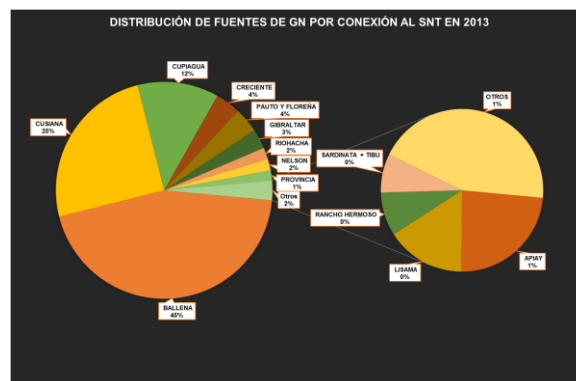


Fuente: UPME, Balance energético

Debido a la mayor abundancia relativa de reservas de carbón respecto a las reservas de GN, se podría pensar en incentivar el consumo de carbón en el mercado interno, especialmente en la generación eléctrica, pero al parecer, las condiciones de mercado han impedido que esa opción sea viable.

1.3 Estructura del mercado

Con la información mencionada anteriormente se puede observar que el mercado de GN es pequeño tanto en oferta, con unas reservas probadas altamente concentradas en pocos yacimientos manejados por pocos agentes, como en demanda, donde su parte no regulada a su vez se encuentra altamente concentrada.



Fuente: UPME con base en información de Minminas (Res. 72256 de 2013).

La industria de GN se encuentra regulada por la CREG mediante un esquema que se caracteriza por tratar de garantizar la competencia en la producción/comercialización mayorista del gas; donde el transporte y distribución se encuentran regulados y existe un libre acceso a la infraestructura y en la que el mercado minorista es competitivo solo para grandes usuarios (no regulados) y los pequeños usuarios se encuentran regulados. Adicionalmente existe un esquema de subsidios a los estratos 1 y 2.

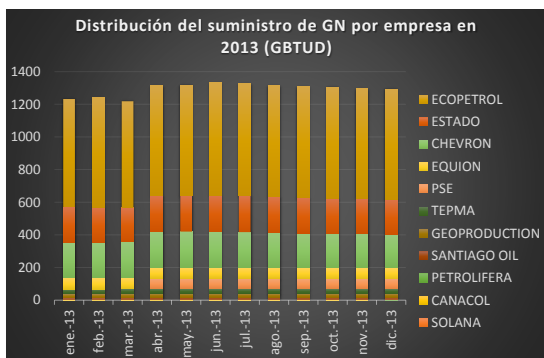
1.3.1 Fallas de mercado

Existe una amplia documentación sobre la existencia de imperfecciones de la competencia en el mercado de suministro de

gas debido su alta concentración que es producto del pequeño tamaño del mercado, las barreras a la entrada que presenta y el papel dominante de Ecopetrol.

Comenzando por el mercado primario, en la actualidad el suministro de GN proviene en su totalidad de la oferta doméstica, la cual está concentrada en pocas fuentes manejadas por un número muy limitado de empresas. Se espera la entrada de una planta de regasificación en los próximos años introduzca mayores niveles de competencia y flexibilidad a esta parte del mercado.

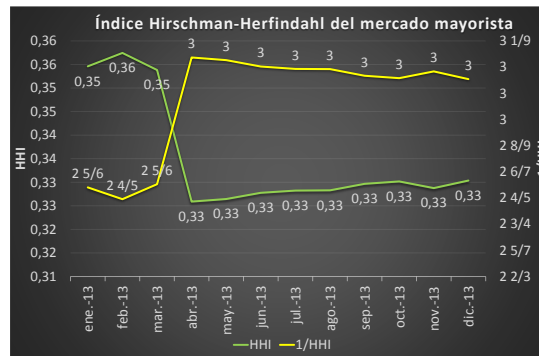
La oferta por punto de conexión al STN, se encuentra concentrada en los puntos de Ballenas, Cusiana y Cupiagua. Al discriminar por empresa productora, se puede apreciar que Ecopetrol, Chevron, el Estado y en menor medida Equión son los principales oferentes mayoristas de GN en el país, ya que operan los yacimientos de Ballenas, Cusiana y Cupiagua.



Fuente: UPME con base en información de Minminas (Res. 72256 de 2013).

El índice de concentración de mercado Hirschman-Herfindahl¹ (HHI) muestra que en el mercado mayorista de GN la concentración

es de 0,33 (en una escala de 0 a 1), o de forma equivalente, la industria se comporta como si estuviese manejada por tres empresas, evidenciando una alta concentración², en la que Ecopetrol juega un papel dominante.



Fuente: UPME con base en información de Minminas (Res. 72256 de 2013).

Aunque una alta concentración no es sinónimo de un ejercicio abusivo del poder de mercado o de falta de competencia, la estructura de este tipo de industria y diversos estudios señalan la necesidad de regular el suministro con el fin de minimizar las ineficiencias en este mercado.

Teóricamente, el ejercicio de poder de mercado se ve reflejado en niveles de precios superiores a los niveles que podrían existir en caso de presentarse una estructura con mayor competencia. En la práctica, existen otros modos en los que se puede manifestar el poder de mercado como la calidad del producto o servicio, condiciones contractuales, etc. Esta situación hace que en la práctica, la regulación sea compleja y su efectividad pueda ser limitada.

Las ineficiencias que genera el poder de mercado radican en que la economía

decir que es un mercado “no concentrado”, cuando está entre 0,1 y 0,18 es “moderadamente concentrado y por encima de 0,18 se puede decir que es “altamente concentrado”. El índice también suele presentarse con una escala de 0 a 10 000 (que surge de introducir las participaciones multiplicadas por 100 en la fórmula).

1./ $HHI = \sum_{i=1}^n s^2$, donde s es la participación del mercado de las empresas. El índice va de 0 a 1, donde 0 es muy desconcentrado y 1 es muy concentrado. Otra interpretación que tiene el índice es usar su inverso ($1/HHI$) como proxy del número de empresas que en teoría representan a la industria.
 2./ ² Los valores de referencia del índice son: cuando el índice es inferior a 0,1 se puede

desperdicia recursos al pagar precios mayores por el recurso y consumir menores cantidades de las que podría consumir en condiciones de mayor competencia, pero por otro lado, la posibilidad de ejercer poder de mercado y obtener rentas extraordinarias actúa a su vez como un incentivo a la inversión.

Aunque afirmar que existen imperfecciones en la competencia en esta parte del mercado requiere de estudios profundos y complejos, existe una correlación entre un alto poder de mercado y la concentración de la industria. La competencia imperfecta en el suministro ha sido una falla de mercado tratada ampliamente en los diversos diagnósticos que se han hecho del sector.

Sin entrar en ejercicios cuantitativos complejos de identificación del poder de mercado, aparte de la mencionada alta concentración del suministro, se debe identificar los sustitutos del producto (GN) a los que los consumidores acudirían en caso de enfrentarse a condiciones abusivas, dichos sustitutos para los generadores térmicos serían los combustibles líquidos, los cuales también se encuentran concentrados en Ecopetrol. Por otro lado, los costos de cambiar de tecnología (construir otro tipo de plantas, p.e. carbón) constituyen otra barrera que limita la sustitución del producto.

Dadas las características mencionadas anteriormente, existe una alta probabilidad de existencia de poder de mercado. Ahora el punto de atención debe enfocarse en si las firmas dominantes ejercen dicho poder de mercado, situación que se puede ver en las características de los contratos que se presentan en el sector.

1.3.2 Contratos

Los contratos más importantes en Colombia son los que se mantienen con las centrales termoeléctricas que suelen ser de compra mínima o take or pay.

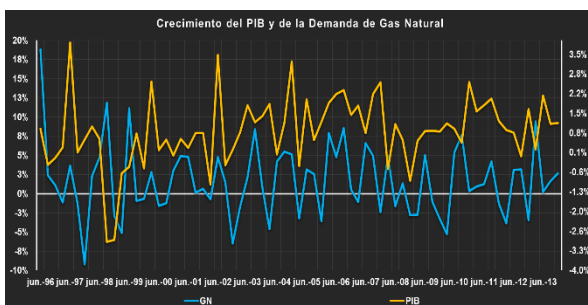
Estudios de diagnóstico del mercado de gas muestran que existe evidencia de que los

contratos take or pay suelen tener niveles elevados de compra mínima y bajas penalizaciones por interrupciones del suministro.

Las características de dichos contratos junto con otras prácticas por parte de las compañías dominantes del mercado primario parecen evidenciar el ejercicio de poder de mercado y la existencia de ineficiencias generadas por dicho ejercicio que afectan la demanda por el energético, la cual se ve restringida por la maximización de beneficio de los productores. Como se vio anteriormente, la demanda de GN de Colombia es relativamente baja respecto a sus niveles de actividad económica, aunque el desarrollo del mercado de GN es relativamente reciente y se encuentra en proceso de penetración, existen fallas de mercado que podrían estar retrasando el desarrollo del mercado de GN al generar ineficiencias que estarían restringiendo la atención de la demanda.

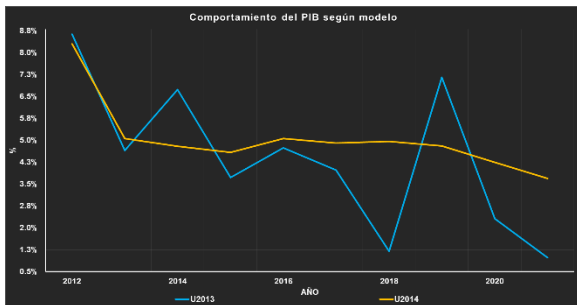
2. DEMANDA DE GAS NATURAL

La demanda por GN no presenta una estrecha relación con la actividad económica; el coeficiente de correlación entre las variaciones anuales de la demanda de GN y el PIB llega a ser de 0,35468. Se puede observar, por ejemplo, que mientras el crecimiento económico fue negativo en el año 1999, la demanda de GN presentó un crecimiento de 6,7%, debido a la expansión que se estaba presentando en dicho mercado.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

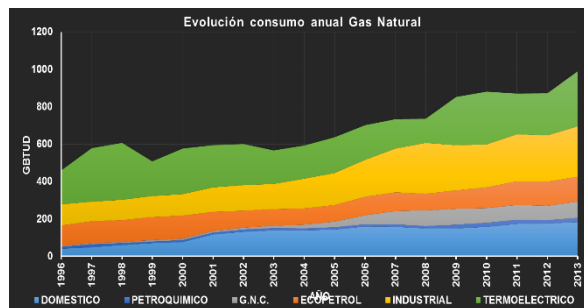
A pesar de que la correlación entre las variaciones del PIB y la demanda de GN es baja, al relacionar el crecimiento esperado de la economía con el crecimiento de la demanda de GN, se encuentra que es cercano al esperado de acuerdo a las proyecciones del Ministerio de Hacienda y Crédito Público de 4.6%.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Con respecto al año 2011, la demanda de gas natural (sin incluir la demanda de las centrales de generación térmicas) en 2012 aumentó menos del 1%. Para el año 2013, la demanda aumentó en 11,2%, debido al aumento de cerca del 10,8% de la demanda doméstica, que representa el 27,6% de la demanda de GN, y al aumento del 13,58% de la demanda industrial, que representa el 38,8% de la demanda de GN. El aumento se presentó a pesar de la desaceleración en el sector industrial, que en el 2012 tuvo un crecimiento del 6,8%, mientras que en el 2013 se espera un crecimiento del 2,4%³.

Para entender el impacto que tiene cada uno de los sectores que demandan GN, es conveniente mostrar la evolución de los consumos desde el año 1996 hasta el 2013. Se puede observar que los sectores que han hecho un mayor uso del GN han sido el sector Doméstico, que incluye la demanda residencial y comercial, el sector industrial y el sector termoeléctrico.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

La anterior afirmación es corroborada al revisar las cifras de participación en la demanda de GN de los últimos 3 años:

3/ ³ “El consumo de energía creció 2.8% en el 2013”.
 Portafolio, 8 de enero de 2014
 Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

<http://www.eltiempo.com/archivo/documento-2013/DR-110943>



SECTOR	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
DOMES.	21,5%	20,3%	25,1%	17,9%	19,9%	20,6%	19,6%
ECOPE.	13,9%	12,0%	16,5%	12,5%	14,6%	14,8%	13,0%
G.N.C.	9,6%	11,4%	14,2%	8,9%	9,1%	8,5%	8,8%
INDUS.	31,7%	37,2%	40,8%	26,1%	29,0%	28,3%	27,6%
PETROQ.	1,8%	1,6%	3,4%	2,5%	2,6%	2,1%	2,2%
TERMOE.	21,4%	17,5%	43,2%	32,0%	24,9%	25,7%	28,8%

Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

De la tabla anterior se puede resaltar que los tres sectores más intensivos en su uso de GN son el Doméstico, el Industrial y el Termoeléctrico. Se puede observar que este último tiene una participación de más del 25% de la canasta energética, la cual puede aumentar dependiendo de las condiciones críticas de hidrología que se presenten en el país o a las generaciones de seguridad que sean requeridas para atender la demanda de energía eléctrica, en especial en la Costa Atlántica donde varias de las plantas de generación de electricidad funcionan con GN. Por su parte, el sector industrial pasó de tener una participación de 32% en 2007 a 28,8% en 2013, que puede responder a la desaceleración del sector que se ha presentado en los últimos años. En la gráfica de la evolución de consumo de GN, se observa como la demanda industrial presenta un crecimiento significativo en los primeros años de la década, y luego en el año 2009 presenta una disminución que podría ser explicada por la crisis económica, que hizo que Colombia pasara de tasas de crecimiento mayores al 5% a tasas de crecimiento de menos de 3%.

3. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL INTERNA, SIN TERMOELÉCTRICAS, DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

3.1 Proyección de demanda relacionada con PIB.

En esta sección se presenta la proyección de demanda de GN (sin consumo de generadores térmicos a gas) para el período

2014-2028, actualizando las proyecciones previas que periódicamente ha publicado la Unidad, revisando los criterios con los cuales se han preparado diversos escenarios.

Se utilizó un modelo en el cual se tienen en cuenta las series históricas de demanda de gas natural, con una periodicidad mensual, reportadas por diferentes agentes del mercado como lo son Ecopetrol, Chevron, CNO-Gas y la UPME. También se tuvieron en cuenta datos trimestrales del PIB y Población de Colombia desde los años 1991 a 2033, publicados por el DANE.

Se propone un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir. Así, cada variable es explicada por los retardos de sí misma y por otras variables exógenas. Se configura en un sistema de ecuaciones autorregresivas o vectores autorregresivos (VAR).

Se determinan por medio del cálculo de valores aproximados los parámetros de un grupo de modelos posibles, y se selecciona a aquel que minimiza los criterios de Akaike y Schwarz y maximiza el estadístico del Logaritmo de Verosimilitud Conjunto⁴.

Se requiere que las series sean estacionarias, por lo tanto se realizó la Prueba de Raíz Unitaria - Phillips - Perron (PP), y además que entre las variables exista una combinación lineal de las mismas, por lo tanto también se realizó la Prueba de Cointegración; cumpliendo el modelo con ambas pruebas satisfactoriamente.

A partir de estas consideraciones se estimó el modelo con las diferencias logarítmicas estacionarias de cada una de las variables, que se indican a continuación:

- GN** Demanda de Gas Natural
- PIB:** Producto Interno Bruto
- POB** Población

4./ ⁴ UPME Proyección Demanda Eléctrica Revisión
 Noviembre de 2013.

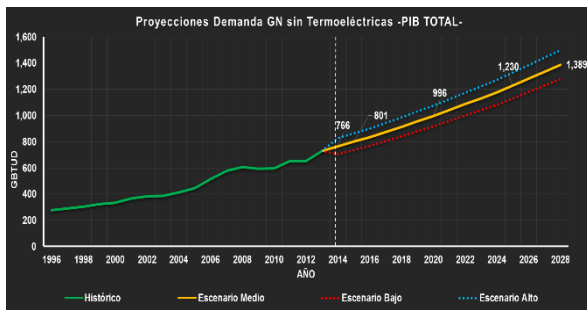
Se compararon varias alternativas de modelación para encontrar los mejores ajustes estadísticos entre las diversas proyecciones y el comportamiento observado.

Los datos de PIB y de población son publicados por el DANE, la información de PIB se encuentra disponible a tercer trimestre de 2013 y la de población corresponde a proyecciones hechas por dicha entidad.

En la Tabla a continuación, se muestran los resultados de la proyección de demanda de GN – sin incluir la demanda de las centrales generadoras termoeléctricas- con el modelo que mejores ajustes mostró.

PROYECCIÓN NACIONAL (Sin Termoeléctricas) GBTUD			
AÑO	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto
2014	766	705	828
2015	801	737	865
2016	835	768	901
2017	875	805	944
2018	914	841	987
2019	956	879	1 032
2020	996	917	1 076
2021	1 042	959	1 125
2022	1 086	999	1 173
2023	1 132	1 042	1 223
2024	1 177	1 083	1 271
2025	1 230	1 132	1 328
2026	1 282	1 180	1 384
2027	1 336	1 229	1 443
2028	1 389	1 278	1 500

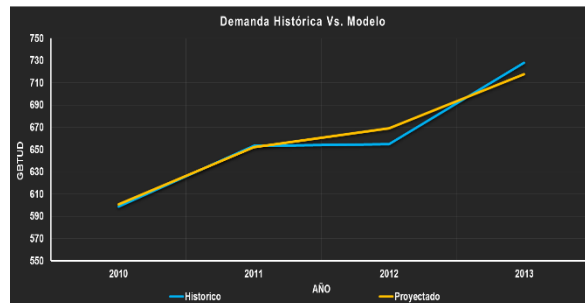
La siguiente gráfica ilustra estos resultados:



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Si se comparan los resultados de la proyección contra los datos históricos de demanda utilizados para la realización de la

misma, se tiene una diferencia promedio de 0,074%. Además en la siguiente gráfica se puede observar que el modelo sigue la tendencia de los datos históricos

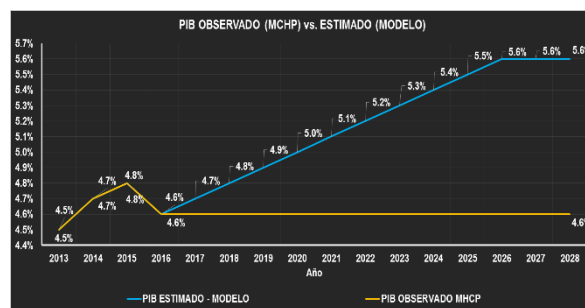


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

3.2 Escenarios Alternativos Demanda de GN

Además de las proyecciones de GN revisadas en la sección anterior, se plantearon dos escenarios alternativos: en el primero se aumenta el PIB estimado por el MHCP, en 0,1% anual a partir del 2016, partiendo del supuesto que se presente la firma de la paz en el corto plazo y el segundo escenario es una combinación de los resultados de los dos anteriores.

A continuación se presenta gráficamente la evolución tanto del PIB oficial proyectado por el MHCP y del “PIB de la Paz”, con proyecciones estimadas por la Unidad.





Fuente: Construcción Propia, PIB (Proyección MHCP), 2013.

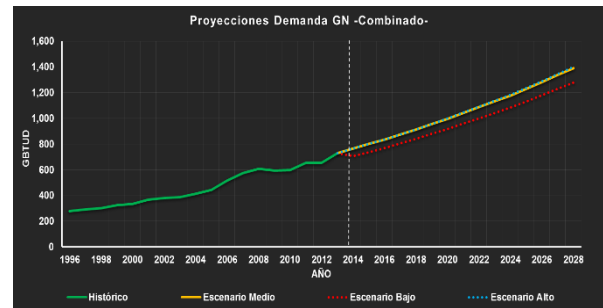
3.2.1 Escenario “PIB de la Paz” exógeno.

Para este escenario se plantearon las variables “PIB de la Paz” y Población como exógenas. Los resultados de la aplicación de un mayor crecimiento de la economía se presentan en las siguientes tabla y gráfica:

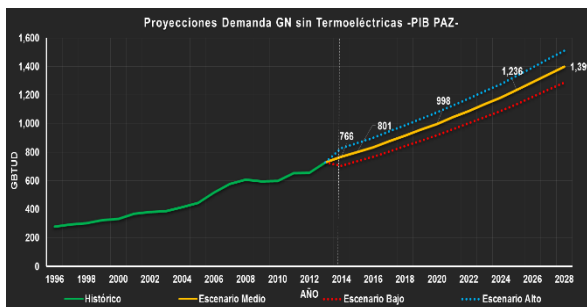
PROYECCIÓN NACIONAL (Sin Termoelectricas) GBTUD			
AÑO	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto
2014	766	705	828
2015	801	737	865
2016	835	768	901
2017	875	805	945
2018	915	842	988
2019	957	880	1 033
2020	998	918	1 078
2021	1 044	961	1 128
2022	1 089	1 002	1 176
2023	1 136	1 045	1 227
2024	1 182	1 087	1 276
2025	1 236	1 137	1 335
2026	1 289	1 186	1 392
2027	1 345	1 237	1 452
2028	1 399	1 287	1 510

anteriores. Los escenarios Bajo y Medio son los correspondientes a los resultados de la sección 3.1, mientras que el escenario Alto corresponde al resultado del escenario Medio de la sección 3.2.1

PROYECCIÓN NACIONAL (Sin Termoelectricas) GBTUD			
AÑO	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto
2014	766	705	766
2015	801	737	801
2016	835	768	835
2017	875	805	875
2018	914	841	915
2019	956	879	957
2020	996	917	998
2021	1 042	959	1 044
2022	1 086	999	1 089
2023	1 132	1 042	1 136
2024	1 177	1 083	1 182
2025	1 230	1 132	1 236
2026	1 282	1 180	1 289
2027	1 336	1 229	1 345
2028	1 389	1 278	1 399



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

3.2.2 Escenario combinado

Por último se planteó un escenario en el que se combinan los resultados de los dos

Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



4. PROYECCIONES DE DEMANDA DE GN POR SECTORES DE CONSUMO Y POR REGIONES

Como se pudo observar en el segundo apartado, el consumo de gas natural ha sido categorizado históricamente entre los sectores residencial, comercial (que en conjunto forman el doméstico), industrial, petrolero, petroquímico, transporte y termoeléctrico. De la misma manera, se tiene una discriminación del consumo en 7 regiones geográficas: Centro (Cundinamarca, Boyacá, Casanare), Costa (La Guajira, Magdalena, Bolívar, Atlántico, Sucre y Córdoba), CQR (Caldas, Quindío y Risaralda), Noreste (los Santanderes y Cesar), Noroeste (Antioquia), Suroeste (Valle del Cauca) y Tolima Grande (Tolima y Huila). Estas regiones presentan diferentes tasas de crecimiento de acuerdo a diferencias en la composición sectorial y al grado de cubrimiento de la red, por lo que resulta importante revisar las proyecciones de cada uno de los sectores en cada una de las regiones en las que cuentan con algún tipo de participación.

A continuación se presentan las metodologías y los resultados de los diferentes sectores.

4.1 Proyección de demanda sector residencial.

Como se evidenció en la sección 2, la participación del sector doméstico dentro de la demanda nacional de GN está alrededor del 20%.

Actualmente, la cobertura del servicio llega a más de 6,5 millones de hogares, lo que se traduce en un consumo promedio de 18 m³ mensuales o 636 PC por hogar.

Para la proyección de demanda residencial se utilizó un modelo de vectores autorregresivos en el que se evaluó la relación entre la demanda de GN con otras variables como los precios de suministro de GN tanto de Guajira

como de Cusiana, la demanda de energía eléctrica regulada y los precios de suministro de energéticos sustitutos como el Gas Licuado de Petróleo y la energía eléctrica.

Adicionalmente se relacionó la demanda con la evolución de la cobertura del servicio. La inclusión de esta variable se hace para limitar el crecimiento de consumo de GN en el sector residencial. A pesar de que actualmente se está continuando con la conexión de nuevos hogares a la red de distribución de GN, la tasa de crecimiento de la misma viene disminuyendo a medida que se aproxima a la cobertura total. Para simular este comportamiento, se utilizó la función logística, por su habilidad para describir procesos de crecimiento en diferentes áreas de estudio tanto científicas como sociales (Forouzanfar, Doustmohammadi, Menhaj, & Hasanzadeh, 2009). La forma funcional utilizada para simular el crecimiento de la cobertura de GN es la siguiente:

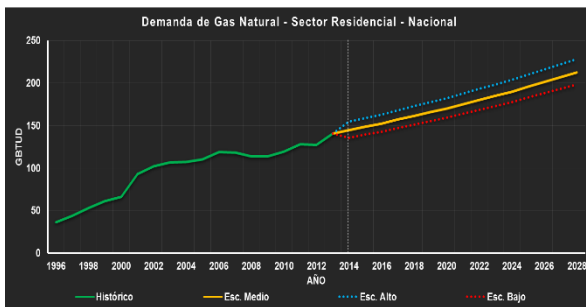
$$C(t) = \frac{k}{1 + e^{-r(t-t_0)}}$$

Donde t_0 es el primer período de simulación, $C(t)$ es el número de hogares con servicio en el tiempo t , k es el número máximo de hogares que serán cubiertos y r es la tasa de crecimiento. Para determinar los valores que tomaran los parámetros t_0 , k y r , se utiliza un algoritmo genético, el cual tiene por objeto minimizar el error entre el consumo real y el pronosticado, sujeto a un conjunto de restricciones. El algoritmo consiste en generar inicialmente un conjunto aleatorio de parámetros y, posteriormente, mediante procesos de selección, cruce y mutación, va seleccionando los conjuntos más aptos de acuerdo a las características del problema, hasta que uno de estos conjuntos cumpla con el criterio de terminación del problema (Forouzanfar, Doustmohammadi, Menhaj, & Hasanzadeh, 2009).

De acuerdo a las proyecciones de población del DANE, en las regiones en las que actualmente se presta el servicio, en el año 2028 se tendría un número máximo de hogares de 11 millones.

Al relacionar la cobertura y las variables anteriormente nombradas con la demanda residencial de cada región, se obtuvieron los siguientes resultados a nivel nacional:

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	145	155	136
2015	149	159	139
2016	153	163	143
2017	157	168	147
2018	162	173	151
2019	166	178	155
2020	170	182	159
2021	175	188	164
2022	180	193	169
2023	185	199	173
2024	190	204	178
2025	196	210	183
2026	201	216	188
2027	207	222	194
2028	212	228	198



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

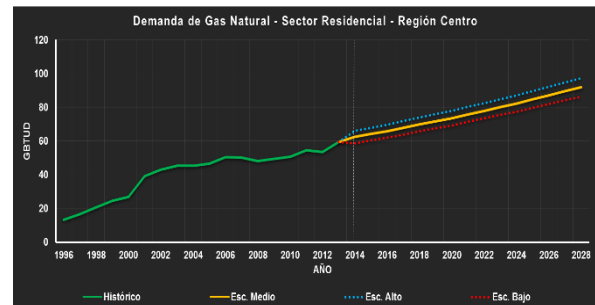
Se espera que la demanda nacional residencial de GN llegue a 212 GBTUD, lo que representaría un crecimiento en promedio de 2,8% anual. Con la demanda de GN proyectada se espera que aumente el consumo en los hogares, ya que a pesar de que existen nuevos dispositivos más eficientes, también se espera que haya una continuación en el cambio de tecnologías en

procesos como el calentamiento de agua y la cocción.

A continuación se presentan los resultados de las proyecciones de demanda de GN residencial por región.

4.1.1 Región Centro

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	62	66	59
2015	64	68	60
2016	66	70	62
2017	68	72	64
2018	70	74	66
2019	72	76	68
2020	74	78	69
2021	76	80	71
2022	78	83	73
2023	80	85	75
2024	82	87	77
2025	85	90	80
2026	87	92	82
2027	90	95	84
2028	92	97	86



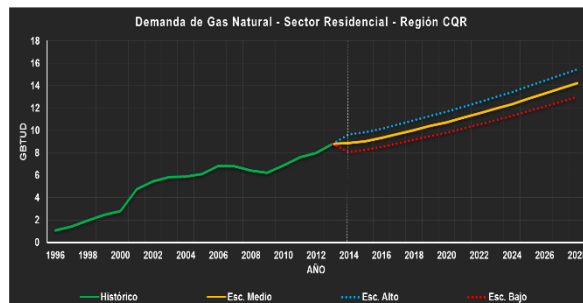
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la gráfica se puede observar que la demanda en la región Centro sigue presentando crecimiento, pero la tasa de cambio de 2014 a 2028 es de alrededor del 3%, a diferencia de la tasa de crecimiento entre los años 1997 a 2013 que fue en promedio del 9,7%. Lo anterior indica la maduración del mercado en esta región, en particular en los departamentos de Boyacá y Cundinamarca.

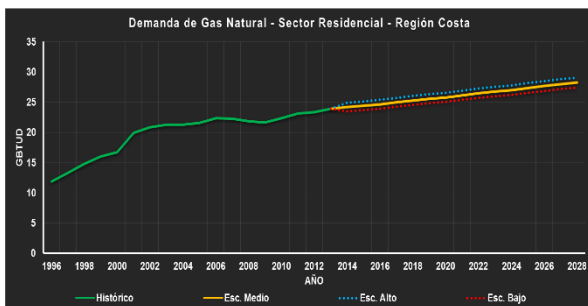
4.1.2 Región Costa

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	24	25	23
2015	24	25	24
2016	25	25	24
2017	25	26	24
2018	25	26	25
2019	26	26	25
2020	26	27	25
2021	26	27	25
2022	26	27	26
2023	27	28	26
2024	27	28	26
2025	27	28	27
2026	28	28	27
2027	28	29	27
2028	28	29	27

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2026	13	14	12
2027	14	15	13
2028	14	15	13



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

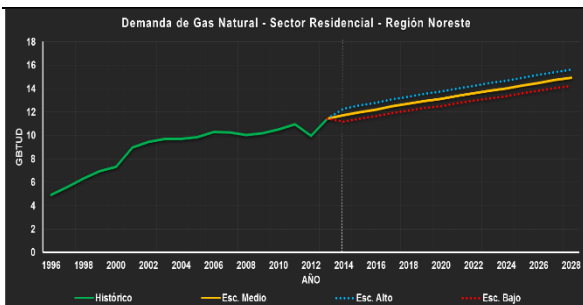
En la región CQR al igual que en la región Centro, se observa que a pesar de que continúa su crecimiento a tasas de 3,2% promedio anual, hay una disminución con respecto al crecimiento promedio de los primeros años de prestación del servicio, en las que se tenían tasas alrededor del 15% promedio anual.

En la región Costa se observa el nivel de saturación que ha alcanzado el mercado de GN, ya que a pesar de que se observa crecimiento, la tasa promedio anual es del 1,1%.

4.1.3 Región CQR

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	9	10	8
2015	9	10	8
2016	9	10	9
2017	10	11	9
2018	10	11	9
2019	10	11	9
2020	11	12	10
2021	11	12	10
2022	12	13	11
2023	12	13	11
2024	12	13	11
2025	13	14	12

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	12	12	11
2015	12	13	11
2016	12	13	12
2017	12	13	12
2018	13	13	12
2019	13	14	12
2020	13	14	13
2021	13	14	13
2022	14	14	13
2023	14	14	13
2024	14	15	13
2025	14	15	14
2026	14	15	14
2027	15	15	14
2028	15	16	14

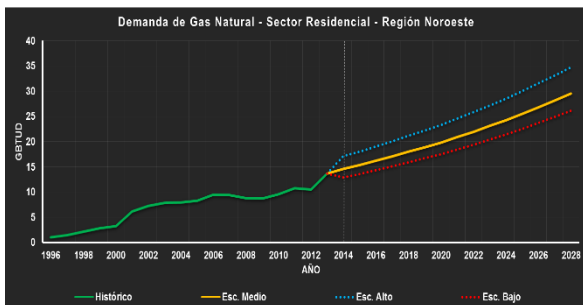


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Noreste se espera que las tasas de crecimiento promedio anual se ubiquen alrededor del 1,8%, muy por debajo de las tasas observadas a través de la historia que eran de 6% en promedio anual.

4.1.5 Región Noroeste

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	15	17	13
2015	15	18	14
2016	16	19	14
2017	17	20	15
2018	18	21	16
2019	19	22	17
2020	20	23	18
2021	21	25	18
2022	22	26	19
2023	23	27	20
2024	24	28	21
2025	26	30	23
2026	27	32	24
2027	28	33	25
2028	30	35	26

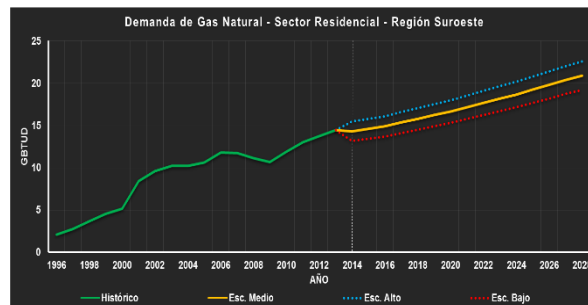


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

La región Noroeste es una de las que presenta mayores tasas de crecimiento en los próximos años. En promedio, se espera un crecimiento de 5,2% anual, con el cual se aumentaría el consumo de 14 GBTUD en 2013 a 30 GBTUD en el 2028.

4.1.6 Región Suroeste

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	14	15	13
2015	15	16	13
2016	15	16	14
2017	15	17	14
2018	16	17	15
2019	16	18	15
2020	17	18	15
2021	17	19	16
2022	18	19	16
2023	18	20	17
2024	19	20	17
2025	19	21	18
2026	20	21	18
2027	20	22	19
2028	21	23	19

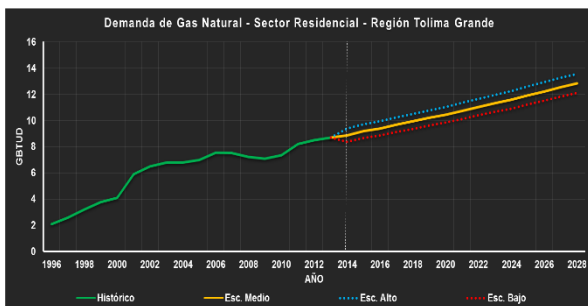


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Suroeste se espera que la demanda de GN residencial pase de 14 GBTUD en 2013 a 21 GBTUD en 2028, lo que representaría un crecimiento de 2,7% anual.

4.1.7 Región Tolima Grande

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	9	9	8
2015	9	10	9
2016	9	10	9
2017	10	10	9
2018	10	11	9
2019	10	11	10
2020	10	11	10
2021	11	11	10
2022	11	12	10
2023	11	12	11
2024	12	12	11
2025	12	13	11
2026	12	13	12
2027	13	13	12
2028	13	14	12



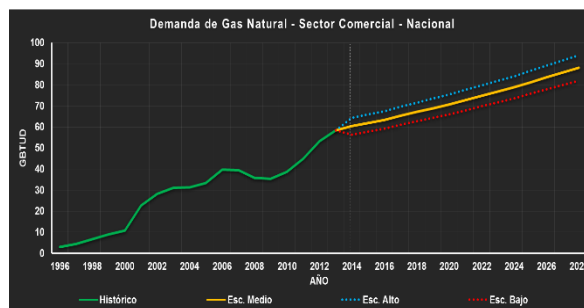
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Tolima Grande se esperan crecimientos promedio de 2,6% anual, con los cuales se llegaría en el año 2028 a una demanda de 13 GBTUD.

4.2 Proyección de demanda sector Comercial

El sector Comercial junto con el sector residencial hace parte del denominado sector Doméstico. Al igual que en el sector residencial, la proyección se realizó mediante un modelo VAR, en el que se relacionó la demanda de GN con variables como la demanda de energía eléctrica regulada, y los precios de energéticos sustitutos como el GLP y la electricidad.

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	60	64	56
2015	62	66	58
2016	63	67	59
2017	65	70	61
2018	67	72	63
2019	69	74	64
2020	71	75	66
2021	73	78	68
2022	75	80	70
2023	77	82	72
2024	79	84	73
2025	81	87	76
2026	84	89	78
2027	86	92	80
2028	88	94	82



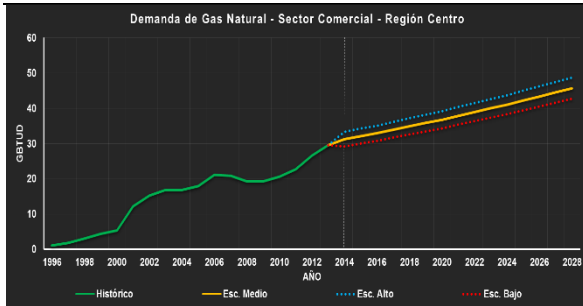
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014

A continuación se presentan las proyecciones de demanda para el sector comercial por regiones de consumo:

4.2.1 Región Centro

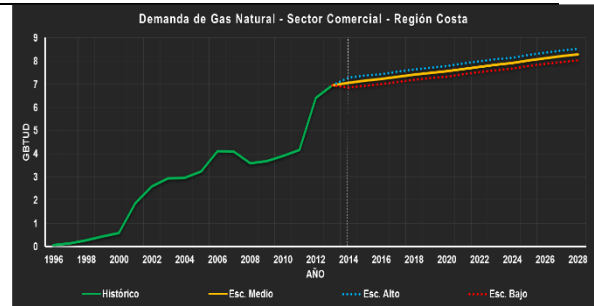
GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	31	33	29
2015	32	34	30
2016	33	35	31
2017	34	36	32
2018	35	37	33
2019	36	38	33
2020	37	39	34
2021	38	40	35
2022	39	41	36
2023	40	43	37
2024	41	44	38
2025	42	45	39
2026	43	46	41
2027	45	48	42
2028	46	49	43

Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia
 Revisión Julio de 2014



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la gráfica se observa un crecimiento del 3% anual en promedio de la demanda de GN en la región Centro. Aunque se espera que continúe el crecimiento del consumo, hay una reducción significativa en las tasas de cambio del mismo, ya que por ejemplo, el crecimiento promedio desde el año 2000 al 2013 fue de 17%.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

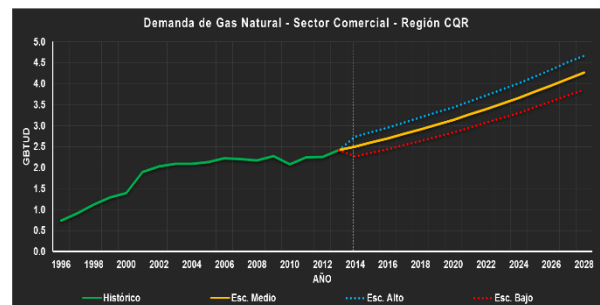
Nuevamente en la región Costa se observa que los crecimientos esperados son menores por la saturación del mercado. De 2014 a 2028 se esperan crecimientos de 1,2% promedio anual.

4.2.2 Región Costa

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	7,06	7,28	6,85
2015	7,15	7,37	6,94
2016	7,22	7,44	7,00
2017	7,32	7,54	7,10
2018	7,40	7,63	7,18
2019	7,49	7,71	7,26
2020	7,55	7,78	7,33
2021	7,66	7,89	7,43
2022	7,75	7,98	7,52
2023	7,84	8,07	7,60
2024	7,91	8,14	7,67
2025	8,02	8,26	7,78
2026	8,11	8,35	7,87
2027	8,20	8,45	7,96
2028	8,28	8,52	8,03

4.2.3 Región CQR

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	2,50	2,74	2,26
2015	2,61	2,85	2,36
2016	2,69	2,95	2,44
2017	2,81	3,08	2,54
2018	2,92	3,19	2,64
2019	3,03	3,32	2,74
2020	3,14	3,44	2,84
2021	3,27	3,58	2,96
2022	3,40	3,72	3,07
2023	3,53	3,87	3,19
2024	3,66	4,01	3,31
2025	3,81	4,17	3,44
2026	3,96	4,34	3,58
2027	4,11	4,51	3,72
2028	4,26	4,67	3,85



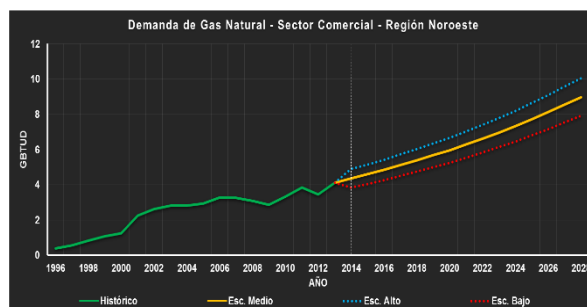
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

De acuerdo a los resultados, se espera que se presenten crecimientos anuales de 3,8% en promedio.

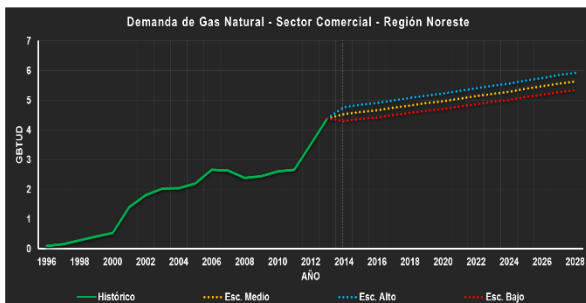
4.2.4 Región Noreste

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	4,53	4,76	4,29
2015	4,60	4,84	4,36
2016	4,66	4,90	4,42
2017	4,75	4,99	4,50
2018	4,82	5,07	4,57
2019	4,90	5,15	4,64
2020	4,96	5,22	4,71
2021	5,05	5,32	4,79
2022	5,13	5,40	4,87
2023	5,22	5,49	4,95
2024	5,28	5,56	5,01
2025	5,38	5,66	5,10
2026	5,47	5,75	5,18
2027	5,55	5,84	5,27
2028	5,63	5,92	5,34

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2020	5,96	6,67	5,25
2021	6,29	7,04	5,54
2022	6,62	7,41	5,83
2023	6,97	7,80	6,14
2024	7,32	8,19	6,45
2025	7,72	8,64	6,80
2026	8,13	9,09	7,16
2027	8,55	9,57	7,54
2028	8,98	10,05	7,91



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

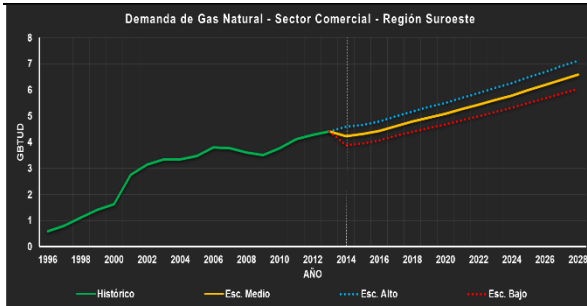
En la región Noreste también se observa una disminución en la tasa de crecimiento de los consumos en el sector comercial. De 2014 a 2028 se esperan tasas de crecimiento anuales de 1,7% en promedio.

4.2.5 Región Noroeste

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	4,37	4,89	3,85
2015	4,60	5,14	4,05
2016	4,85	5,42	4,27
2017	5,12	5,73	4,51
2018	5,39	6,03	4,75
2019	5,68	6,35	5,00

4.2.6 Región Suroeste

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	4,24	4,59	3,89
2015	4,31	4,67	3,96
2016	4,43	4,79	4,07
2017	4,62	5,00	4,24
2018	4,79	5,18	4,40
2019	4,95	5,35	4,54
2020	5,09	5,51	4,68
2021	5,27	5,70	4,84
2022	5,44	5,89	5,00
2023	5,62	6,08	5,16
2024	5,79	6,26	5,31
2025	5,99	6,48	5,50
2026	6,19	6,70	5,68
2027	6,39	6,91	5,87
2028	6,58	7,12	6,04

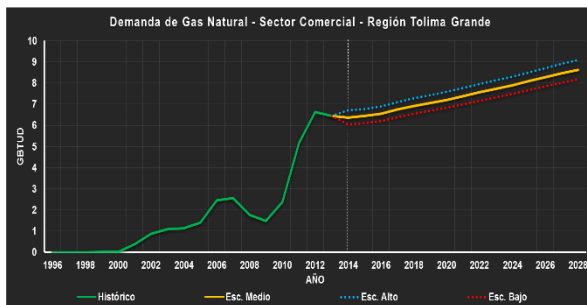


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Para la región Suroeste se esperan crecimientos anuales de 2,7% en promedio, por lo que en el 2028 se llegaría a un consumo de 6,58 GBTUD.

4.2.7 Región Tolima Grande

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	6,37	6,71	6,04
2015	6,44	6,78	6,11
2016	6,55	6,89	6,20
2017	6,74	7,10	6,39
2018	6,92	7,28	6,56
2019	7,06	7,43	6,69
2020	7,20	7,58	6,83
2021	7,39	7,77	7,00
2022	7,56	7,96	7,17
2023	7,73	8,14	7,33
2024	7,89	8,30	7,48
2025	8,09	8,51	7,67
2026	8,27	8,71	7,84
2027	8,46	8,91	8,02
2028	8,63	9,08	8,18



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Tolima Grande se esperan crecimientos del 2% anual en promedio.

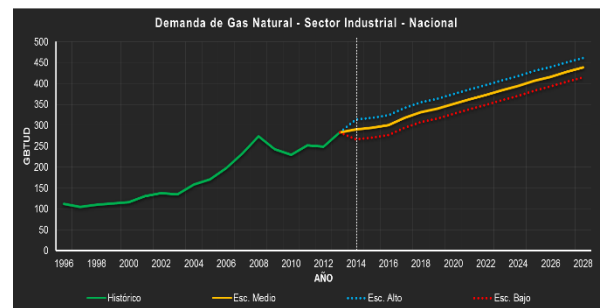
Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



4.3 Proyección de demanda sector Industrial

En la actualidad, el sector industrial representa cerca del 28% de la demanda nacional de GN. Adicionalmente, el GN representa más de 30% de los energéticos consumidos por la industria, en la cual es utilizado principalmente en usos calóricos y en producción de vapor.

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	289,88	303,06	267,67
2015	294,67	318,31	271,11
2016	300,69	320,87	273,80
2017	317,83	335,46	288,26
2018	331,35	352,54	305,34
2019	339,86	364,13	316,93
2020	351,30	370,09	323,02
2021	362,12	382,03	334,84
2022	372,25	393,91	346,71
2023	384,28	405,60	358,40
2024	394,65	415,18	368,12
2025	406,44	426,50	379,30
2026	416,43	438,11	390,91
2027	427,83	448,87	401,67
2028	438,19	458,29	411,23



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Al observar la evolución de la demanda de GN en el sector industrial agregada se puede ver un cambio en la tendencia de consumo en 2008. En ese año se alcanzó un consumo máximo de 274 GBTUD luego del cual vino una fuerte caída, llegando en 2009 a consumos de 230 GBTUD, comparables con los presentados en el año 2007. En el año 2013 se volvieron a presentar valores por encima de los 270 GBTUD.



Para las proyecciones de demanda de GN del sector industrial se utilizó un modelo de Vectores Corrección del Error (VEC) en el que se evaluaron las relaciones entre la demanda de GN con el precio de suministro del mismo en Guajira, la demanda de energía eléctrica del sector no regulado y el Índice de Producción Real. Para cada una de las regiones se realizaron regresiones con mínimos cuadrados relacionándolas con la demanda total industrial, para proyectar sus demandas correspondientes. A continuación se presentan las proyecciones de demanda de GN en la industria para las diferentes regiones.

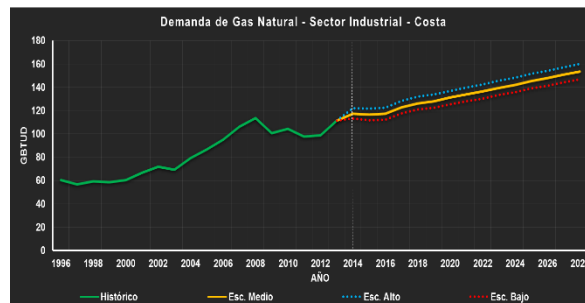
alcanzando tasas de 4,1% promedio anual, llegando a un consumo de 130,4 GBTUD en el año 2028.

4.3.1 Región Centro

4.3.2 Región Costa

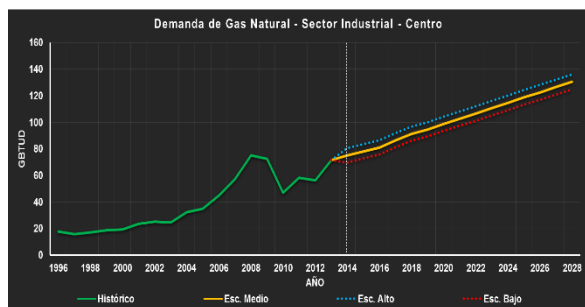
GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	75,08	80,57	69,69
2015	78,21	83,66	72,86
2016	81,08	86,50	75,74
2017	86,45	91,85	81,14
2018	91,35	96,74	86,04
2019	94,67	100,07	89,34
2020	98,79	104,19	93,46
2021	102,76	108,20	97,39
2022	106,51	111,98	101,10
2023	110,84	116,33	105,38
2024	114,63	120,14	109,15
2025	118,86	124,43	113,32
2026	122,54	128,16	116,94
2027	126,62	132,28	120,97
2028	130,39	136,09	124,70

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	117,32	121,95	113,38
2015	116,58	121,72	111,90
2016	117,17	122,57	112,11
2017	122,79	128,21	117,68
2018	126,28	131,88	120,94
2019	128,15	133,90	122,59
2020	131,13	136,99	125,44
2021	133,86	139,86	127,99
2022	136,36	142,48	130,35
2023	139,53	145,74	133,39
2024	142,15	148,44	135,92
2025	145,27	151,66	138,91
2026	147,75	154,24	141,30
2027	150,77	157,32	144,23
2028	153,43	160,03	146,83



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Costa se observa un crecimiento promedio anual de 2,18%, pasando de un consumo de 111,21 GBTUD en 2013 a 153,43 GBTUD en 2028.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Centro se observa un crecimiento sostenido en el período 2014 – 2028,

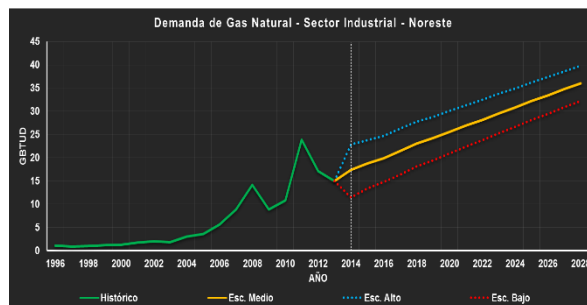
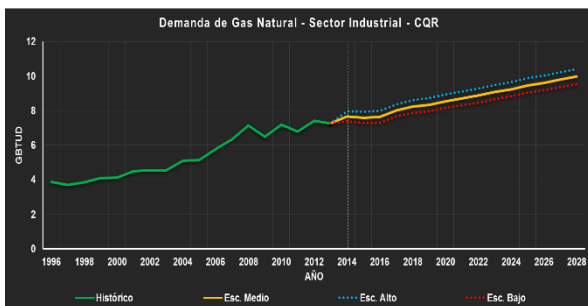
Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



4.3.3 Región CQR

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	7,65	7,97	7,38
2015	7,60	7,95	7,28
2016	7,64	8,00	7,30
2017	8,00	8,37	7,66
2018	8,23	8,60	7,87
2019	8,35	8,73	7,97
2020	8,54	8,93	8,16
2021	8,71	9,12	8,32
2022	8,87	9,28	8,47
2023	9,08	9,49	8,67
2024	9,25	9,67	8,83
2025	9,45	9,87	9,02
2026	9,61	10,04	9,18
2027	9,80	10,24	9,37
2028	9,97	10,41	9,54

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2025	32,21	36,25	28,14
2026	33,44	37,39	29,47
2027	34,77	38,65	30,89
2028	36,02	39,81	32,23



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Noreste se observa un crecimiento promedio anual de 6,5% durante el período comprendido entre el 2014 y 2028, siendo la región que más crecimiento presenta en la demanda de GN para el sector Industrial, pasando de consumos de 15 GBTUD en 2013 a consumos de 36,02 GBTUD.

Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

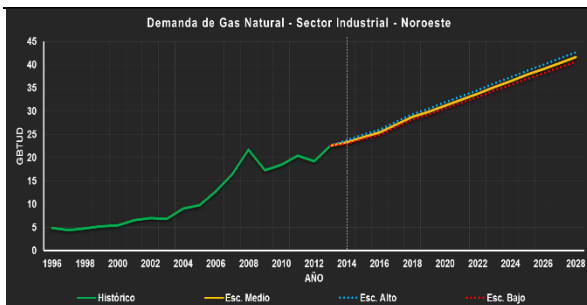
En la región CQR se observa un crecimiento promedio anual de 2,13% entre 2014 - 2028. A pesar de tener una leve caída en el consumo en el 2015, la demanda en la región CQR mantiene la tendencia creciente hasta alcanzar un valor de 9,97 GBTUD en 2028.

4.3.5 Región Noroeste

4.3.4 Región Noreste

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	17,42	22,81	11,47
2015	18,79	23,82	13,38
2016	19,90	24,72	14,79
2017	21,47	26,31	16,35
2018	23,08	27,79	18,14
2019	24,23	28,82	19,46
2020	25,58	30,07	20,94
2021	26,90	31,30	22,39
2022	28,16	32,45	23,77
2023	29,57	33,78	25,29
2024	30,83	34,94	26,67

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	23,33	23,81	23,06
2015	24,43	24,99	24,03
2016	25,41	26,01	24,94
2017	27,15	27,73	26,69
2018	28,76	29,38	28,26
2019	29,87	30,52	29,31
2020	31,23	31,91	30,63
2021	32,54	33,27	31,88
2022	33,78	34,55	33,07
2023	35,21	36,01	34,45
2024	36,46	37,31	35,65
2025	37,86	38,75	36,99
2026	39,08	40,02	38,15
2027	40,42	41,41	39,44
2028	41,67	42,70	40,64

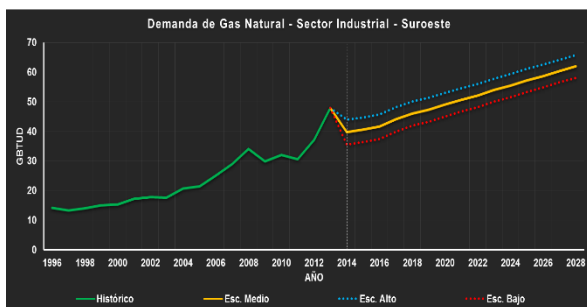


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Noroeste se observa un crecimiento promedio de 4,16% anual a partir del 2014, pasando de un consumo de 23,33 GBTUD a 41,67 GBTUD en 2028.

4.3.6 Región Suroeste

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	39,80	43,99	35,48
2015	40,66	44,76	36,46
2016	41,62	45,67	37,50
2017	44,07	48,13	39,94
2018	46,08	50,11	41,99
2019	47,36	51,37	43,32
2020	49,06	53,03	45,05
2021	50,67	54,62	46,68
2022	52,18	56,11	48,22
2023	53,96	57,87	50,03
2024	55,50	59,38	51,60
2025	57,24	61,11	53,36
2026	58,73	62,57	54,87
2027	60,41	64,24	56,58
2028	61,95	65,75	58,15



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Suroeste se observa una caída en los años 2014 y 2015, en la que los

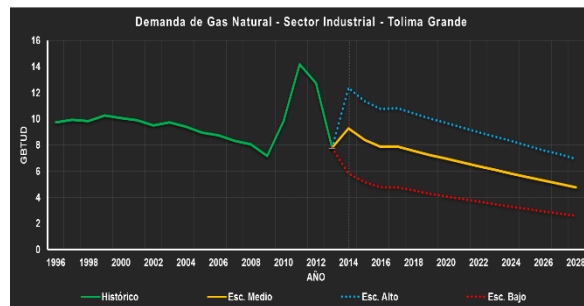
Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



consumos se ubican en niveles similares a los presentados en el año 2012. A partir del 2016 y hasta el 2028 se presentan tasas de crecimiento promedio anuales de 3,22%.

4.3.7 Región Tolima Grande

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	9,27	12,38	5,83
2015	8,39	11,37	5,16
2016	7,87	10,75	4,77
2017	7,90	10,83	4,78
2018	7,57	10,45	4,52
2019	7,23	10,04	4,28
2020	6,96	9,72	4,09
2021	6,67	9,36	3,88
2022	6,38	9,00	3,67
2023	6,10	8,66	3,48
2024	5,83	8,31	3,29
2025	5,56	7,98	3,11
2026	5,28	7,62	2,92
2027	5,03	7,29	2,75
2028	4,76	6,95	2,58



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

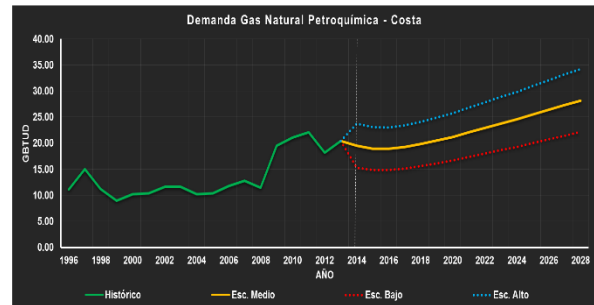
En la región Tolima Grande las proyecciones presentan una disminución del consumo, pasando de un consumo de 7,78 GBTUD en 2013 a 4,76 GBTUD en 2028.

4.4 Proyección de demanda sector Petroquímico

Para la proyección de demanda de GN del sector petroquímico en cada región, se realizó un modelo VAR en el que se relacionaron una variable económica, el PIB y una variable social, la población, ambas endógenas.

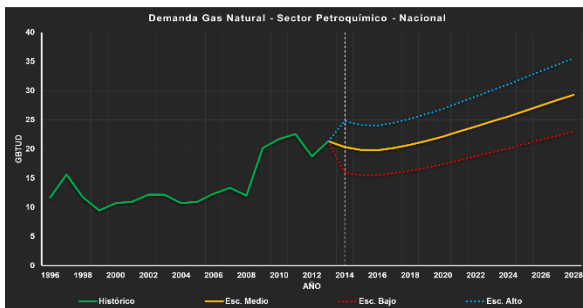


GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	20,34	15,91	24,76
2015	19,81	15,51	24,11
2016	19,76	15,49	24,03
2017	20,15	15,81	24,49
2018	20,70	16,25	25,15
2019	21,39	16,80	25,98
2020	22,11	17,37	26,85
2021	23,00	18,06	27,93
2022	23,86	18,74	28,97
2023	24,73	19,43	30,04
2024	25,55	20,07	31,04
2025	26,53	20,83	32,22
2026	27,45	21,56	33,34
2027	28,38	22,29	34,48
2028	29,27	22,98	35,55



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Al igual que en algunas regiones del sector industrial, en el sector petroquímico se observa una caída en la proyección de consumo para los años 2014, 2015 y 2016, y un crecimiento promedio anual de 3,3% a partir del año 2017 hasta el 2028.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

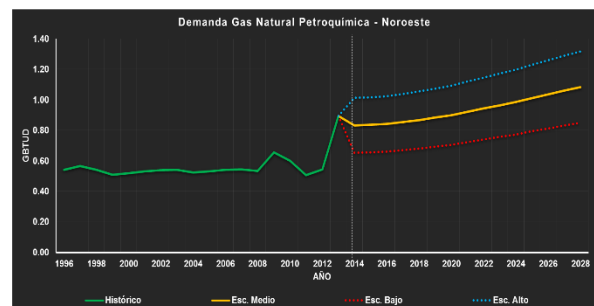
En el sector petroquímico sólo participan dos regiones: Costa y Noroeste. A continuación se presentan los resultados para cada una de ellas.

4.4.2 Región Noroeste

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	0,83	0,65	1,01
2015	0,84	0,66	1,02
2016	0,84	0,66	1,02
2017	0,85	0,67	1,04
2018	0,87	0,68	1,05
2019	0,88	0,69	1,07
2020	0,90	0,71	1,09
2021	0,92	0,72	1,12
2022	0,94	0,74	1,15
2023	0,96	0,76	1,17
2024	0,98	0,77	1,20
2025	1,01	0,79	1,23
2026	1,04	0,81	1,26
2027	1,06	0,83	1,29
2028	1,08	0,85	1,32

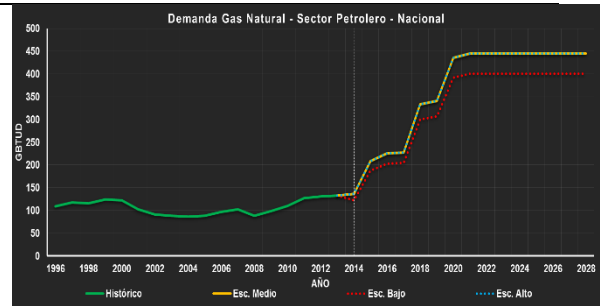
4.4.1 Región Costa

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	19,50	15,26	23,75
2015	18,97	14,85	23,10
2016	18,92	14,83	23,01
2017	19,29	15,14	23,45
2018	19,83	15,57	24,09
2019	20,51	16,11	24,91
2020	21,21	16,66	25,76
2021	22,08	17,34	26,81
2022	22,91	18,00	27,83
2023	23,77	18,67	28,87
2024	24,57	19,30	29,84
2025	25,52	20,04	30,99
2026	26,41	20,74	32,08
2027	27,32	21,46	33,19
2028	28,18	22,13	34,23



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Noroeste hay un consumo mínimo para el sector petroquímico, el cual presenta tasas de crecimiento promedio anual de 1,89% en el período 2015 - 2028. En la gráfica se puede ver que el comportamiento de la evolución de la demanda en la región Noroeste va a seguir la misma tendencia de la región Costa.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

4.5 Proyección de demanda sector Petrolero

Los datos de demanda de GN del sector petrolero corresponden a los consumos de las refinerías de ECOPEPETROL ubicadas en Cartagena y Barrancabermeja y otros consumos de la misma compañía. Los datos de proyección fueron suministrados por ECOPEPETROL de acuerdo a las expectativas de ampliación de las refinerías y otros proyectos de la compañía.

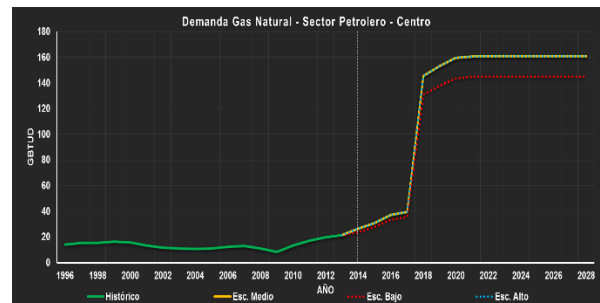
A continuación se presentan las proyecciones de consumo por región:

4.5.1 Región Centro

Los escenarios Alto y Medio corresponden a los máximos consumos esperados en cada una de las instalaciones y usos, mientras que el escenario Bajo corresponde al 90% del máximo consumo esperado.

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	26,33	26,33	23,69
2015	30,72	30,72	27,65
2016	37,23	37,23	33,51
2017	39,51	39,51	35,56
2018	145,54	145,54	130,99
2019	153,13	153,13	137,82
2020	159,42	159,42	143,48
2021	160,73	160,73	144,66
2022	160,98	160,98	144,88
2023	160,98	160,98	144,88
2024	160,98	160,98	144,88
2025	160,98	160,98	144,88
2026	160,98	160,98	144,88
2027	160,98	160,98	144,88
2028	160,98	160,98	144,88

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	136,36	136,36	122,73
2015	208,82	208,82	187,94
2016	225,43	225,43	202,89
2017	227,71	227,71	204,94
2018	333,74	333,74	300,37
2019	341,33	341,33	307,20
2020	435,48	435,48	391,93
2021	444,81	444,81	400,33
2022	445,06	445,06	400,55
2023	445,06	445,06	400,55
2024	445,06	445,06	400,56
2025	445,06	445,06	400,55
2026	445,06	445,06	400,55
2027	445,06	445,06	400,55
2028	445,06	445,06	400,56



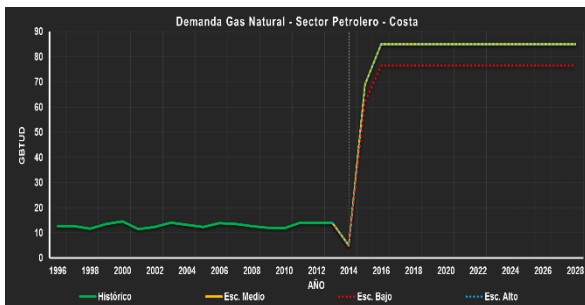
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Centro se encuentran los consumos de los campos de Apiay y Orito. Se deben resaltar las tasas de crecimiento de los años: 2016, 71%; 2017, 66,5%; 2018, 34,6%.

Con estos incrementos, el consumo de GN en la región pasa de 21,2 GBTUD en 2013 a 160,98 GBTUD en 2028.

4.5.2 Región Costa

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	5,02	5,02	4,52
2015	68,90	68,90	62,01
2016	85,00	85,00	76,50
2017	85,00	85,00	76,50
2018	85,00	85,00	76,50
2019	85,00	85,00	76,50
2020	85,00	85,00	76,50
2021	85,00	85,00	76,50
2022	85,00	85,00	76,50
2023	85,00	85,00	76,50
2024	85,00	85,00	76,50
2025	85,00	85,00	76,50
2026	85,00	85,00	76,50
2027	85,00	85,00	76,50
2028	85,00	85,00	76,50

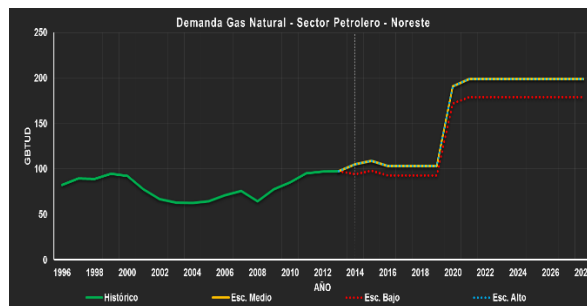


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Costa se encuentra ubicada la refinería de Cartagena, la cual tiene en la actualidad una capacidad máxima de carga de 90 000 barriles de petróleo diarios, BPD, y se espera una ampliación hasta 165 BPD en el año 2015. Como consecuencia de esta ampliación en la capacidad de carga, la refinería de Cartagena pasaría de consumir 14 GBTUD en 2013 a 85 GBTUD a partir de 2015.

4.5.3 Región Noreste

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	105,02	105,02	94,52
2015	109,20	109,20	98,28
2016	103,20	103,20	92,88
2017	103,20	103,20	92,88
2018	103,20	103,20	92,88
2019	103,20	103,20	92,88
2020	191,06	191,06	171,95
2021	199,08	199,08	179,17
2022	199,08	199,08	179,17
2023	199,08	199,08	179,17
2024	199,08	199,08	179,17
2025	199,08	199,08	179,17
2026	199,08	199,08	179,17
2027	199,08	199,08	179,17
2028	199,08	199,08	179,17



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Noreste se ubica la refinería de Barrancabermeja que en la actualidad cuenta con una carga máxima de 260 000 BPD y se tiene un proyecto de ampliación hasta 300 000BPD en el año 2015. Con este proyecto, el consumo de GN pasaría de 98 GBTUD en 2013 a más de 190 GBTUD a partir de 2020.

4.6 Proyección de demanda sector Transporte

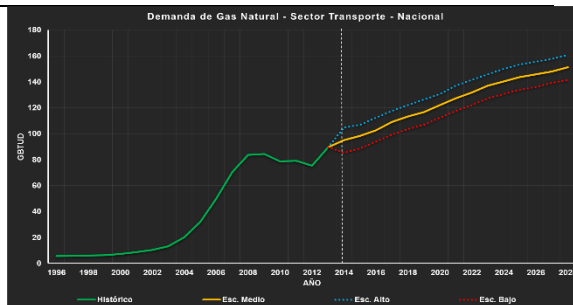
Para la proyección de demanda de GN del sector transporte se tomaron como punto de partida dos conceptos utilizados para el cálculo de cualquier energético utilizado para este sector:

- El número de vehículos a nivel nacional.
- El número de viajes y distancias recorridas por vehículo.

Para proyectar la cantidad de vehículos que se van a tener en el país, se utiliza de nuevo la función logística, pero esta vez la variable dependiente será el número de vehículos en un instante del tiempo.

Para calcular el número de viajes y las distancias recorridas se tomaron como referencia estudios realizados al respecto en las áreas metropolitanas de Bogotá, Medellín y Barranquilla. Posteriormente, se restan los datos de los vehículos en las áreas metropolitanas principales del total nacional, para no incurrir en doble contabilidad, y de acuerdo a un número promedio de kilómetros recorridos por un vehículo en Colombia, se calcula la cantidad de GN necesaria.

Adicionalmente, en el cálculo de la demanda futura de GNVC se tuvieron en cuenta los siguientes supuestos: 1) Se mantuvo el consumo actual en la flota privada; 2) Se aumenta en 10% el número de vehículos transformados en flota de carga y en transporte público en un horizonte de 10 años.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

De acuerdo a la proyección, se espera que haya un aumento en el consumo de GN en el sector transporte de 55% en el período 2014-2028, que representaría un crecimiento anual promedio de 3,3%. Además, en la gráfica se puede observar que a partir del año 2022 la tasa de crecimiento empieza a disminuir, lo que indica que se está alcanzando el nivel de saturación de consumo, porque se está alcanzando el número máximo de vehículos permitidos a nivel nacional de acuerdo al cálculo de la función logística.

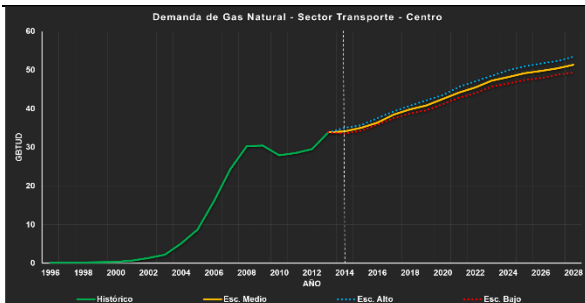
A continuación se presentan las proyecciones de consumo por región.

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	95,04	104,76	85,32
2015	98,28	106,92	88,56
2016	102,60	112,32	93,96
2017	109,08	117,72	99,36
2018	113,40	122,04	103,68
2019	116,64	126,36	106,92
2020	122,04	130,68	112,32
2021	127,44	137,16	117,72
2022	131,76	141,48	122,04
2023	137,16	145,80	127,44
2024	140,40	150,12	130,68
2025	143,64	153,36	133,92
2026	145,80	155,52	136,08
2027	147,96	157,68	139,32
2028	151,20	160,92	141,48

4.6.1 Región Centro

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	34,08	35,01	33,49
2015	35,03	35,71	34,27
2016	36,37	37,48	35,89
2017	38,46	39,26	37,50
2018	39,79	40,67	38,71
2019	40,75	42,09	39,53
2020	42,46	43,50	41,15
2021	44,16	45,63	42,77
2022	45,50	47,04	44,00
2023	47,20	48,46	45,62
2024	48,17	49,87	46,48
2025	49,14	50,93	47,35
2026	49,74	51,62	47,85
2027	50,36	52,32	48,75
2028	51,34	53,38	49,28

Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia
 Revisión Julio de 2014

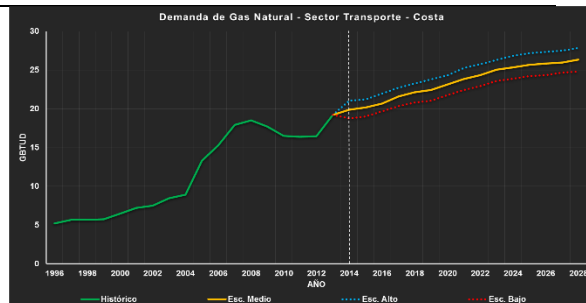


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Centro se espera un crecimiento promedio anual de 2,8% en el período 2014 - 2028. En la gráfica se puede ver cómo el consumo tuvo un fuerte incremento entre los años 2003 a 2009, gracias a los incentivos de conversión de gasolina a GN. Desde el 2009 hasta el 2012 el consumo en Centro tuvo una tasa de cambio promedio anual negativa de 2,16%, tendencia que se revirtió en 2013 cuando tuvo un aumento de más de 14%.

4.6.2 Región Costa

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	19,86	21,07	18,77
2015	20,16	21,19	18,99
2016	20,67	21,96	19,67
2017	21,61	22,71	20,35
2018	22,11	23,24	20,81
2019	22,41	23,78	21,06
2020	23,12	24,31	21,74
2021	23,83	25,24	22,43
2022	24,33	25,77	22,91
2023	25,04	26,29	23,60
2024	25,36	26,82	23,89
2025	25,68	27,17	24,20
2026	25,83	27,32	24,33
2027	25,98	27,49	24,66
2028	26,34	27,85	24,81

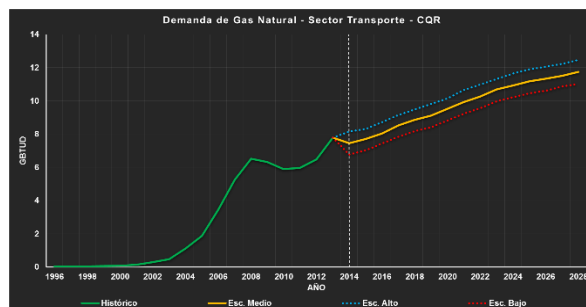


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Costa se espera un crecimiento promedio anual de 2,1% en el período 2014 a 2028.

4.6.3 Región CQR

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	7,45	8,14	6,77
2015	7,70	8,31	7,01
2016	8,03	8,72	7,42
2017	8,53	9,14	7,83
2018	8,86	9,47	8,16
2019	9,10	9,81	8,40
2020	9,52	10,14	8,82
2021	9,93	10,64	9,23
2022	10,26	10,97	9,56
2023	10,68	11,31	9,97
2024	10,93	11,64	10,21
2025	11,17	11,89	10,46
2026	11,34	12,05	10,62
2027	11,50	12,22	10,86
2028	11,75	12,47	11,02



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

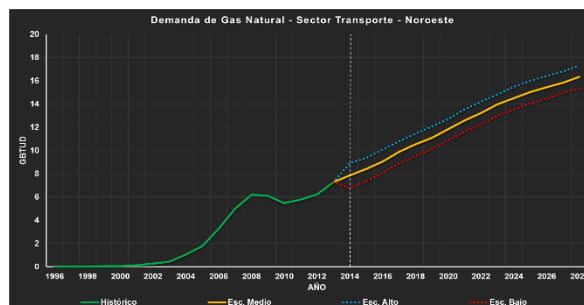
En la región CQR se espera un crecimiento de 57.6% en el período 2014 – 2028, que representaría un crecimiento promedio anual de 2,8%, pasando de un consumo de cerca de

7,45 GBTUD en 2014 a 11,75 GBTUD en 2028.

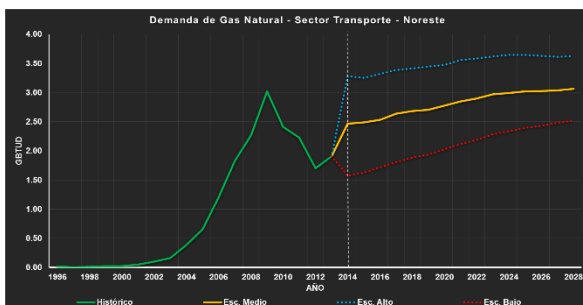
4.6.4 Región Noreste

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	2,46	3,28	1,57
2015	2,49	3,25	1,62
2016	2,53	3,32	1,72
2017	2,64	3,38	1,81
2018	2,68	3,41	1,88
2019	2,70	3,44	1,93
2020	2,78	3,47	2,03
2021	2,85	3,56	2,12
2022	2,90	3,59	2,19
2023	2,97	3,62	2,28
2024	2,99	3,64	2,34
2025	3,02	3,65	2,39
2026	3,03	3,63	2,43
2027	3,03	3,61	2,48
2028	3,07	3,62	2,52

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2024	14,51	15,48	13,54
2025	15,03	16,00	14,06
2026	15,43	16,41	14,46
2027	15,83	16,80	14,96
2028	16,33	17,31	15,34



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

La región Noreste presenta un crecimiento de más del 24% en el período 2014 – 2028, pasando de un consumo de 2,46 GBTUD en 2014 a 3,07 GBTUD en 2028.

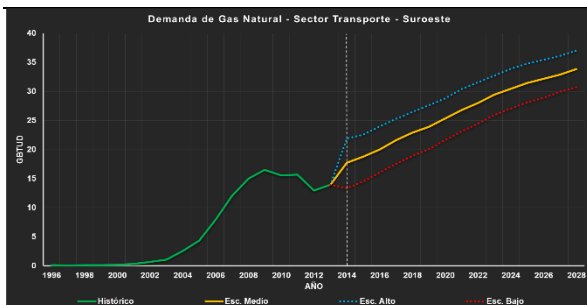
En la región Noroeste se espera pasar de un consumo de 7,8 GBTUD en 2014 a 16,33 en 2028. Este crecimiento se puede ver reflejado en la implementación de buses de transporte público con uso exclusivo de gas.

4.6.6 Región Suroeste

4.6.5 Región Noroeste

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	7,87	8,93	6,78
2015	8,42	9,36	7,36
2016	9,06	10,08	8,12
2017	9,90	10,80	8,88
2018	10,54	11,43	9,54
2019	11,09	12,07	10,10
2020	11,84	12,71	10,86
2021	12,59	13,56	11,61
2022	13,23	14,20	12,26
2023	13,98	14,84	13,01

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	17,75	21,87	13,31
2015	18,76	22,55	14,50
2016	19,98	23,92	16,03
2017	21,64	25,30	17,57
2018	22,87	26,46	18,92
2019	23,88	27,61	20,05
2020	25,33	28,77	21,59
2021	26,79	30,40	23,12
2022	28,02	31,56	24,43
2023	29,47	32,72	25,96
2024	30,46	33,88	27,03
2025	31,44	34,79	28,09
2026	32,17	35,45	28,90
2027	32,89	36,10	29,93
2028	33,84	36,99	30,71

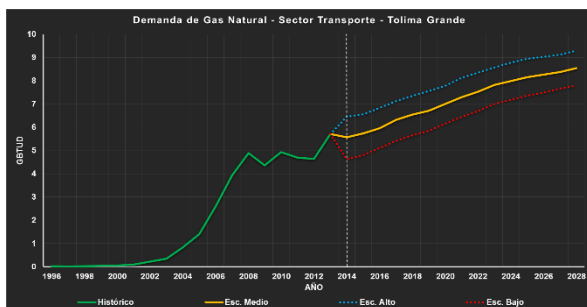


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Suroeste se espera que la demanda aumente de 14 GBTUD en 2013 a 33 GBTUD en 2028, que representaría doblar la demanda actual.

4.6.7 Región Tolima Grande

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	5.56	6.46	4.62
2015	5.73	6.55	4.81
2016	5.96	6.84	5.11
2017	6.32	7.12	5.41
2018	6.54	7.34	5.66
2019	6.71	7.56	5.84
2020	7.00	7.78	6.15
2021	7.30	8.13	6.45
2022	7.52	8.35	6.69
2023	7.82	8.57	7.00
2024	7.98	8.78	7.18
2025	8.15	8.94	7.37
2026	8.26	9.04	7.49
2027	8.37	9.13	7.67
2028	8.54	9.29	7.80



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Tolima Grande, se espera un aumento de 57% en el período 2013 a 2028,

Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



pasando de un consumo de 5,71 GBTUD en 2013 a 8,54 GBTUD en 2028. Junto con Noroeste y CQR son las regiones que presentan un menor crecimiento en el período evaluado.

4.7 Sector Termoeléctrico

Como se explicó en la introducción del presente documento, el comportamiento de la demanda del sector termoeléctrico está ligado a condiciones propias de la operación del Sistema Interconectado Nacional, SIN, así como a otras variables exógenas como los aportes hidrológicos y el volumen útil de los embalses o fallas en el Sistema de Transmisión Nacional.

La demanda de GN para la generación de energía eléctrica se establece teniendo en cuenta dos criterios: generación por despacho ideal y generaciones de seguridad.

Para el consumo de generación por despacho ideal se utiliza el software SDDP, el cual simula el funcionamiento del despacho de un sistema de generación eléctrica, en el que se tienen en cuenta no solamente la demanda de energía eléctrica, sino también el nivel del embalse, los aportes hidrológicos en diferentes instantes del tiempo y los precios de los diferentes energéticos utilizados para la generación de energía eléctrica. De acuerdo al comportamiento de las anteriores variables, se establecen los costos marginales de las plantas de generación del sistema, con las que se va a suplir la demanda y también la cantidad de energético necesaria para tal fin.

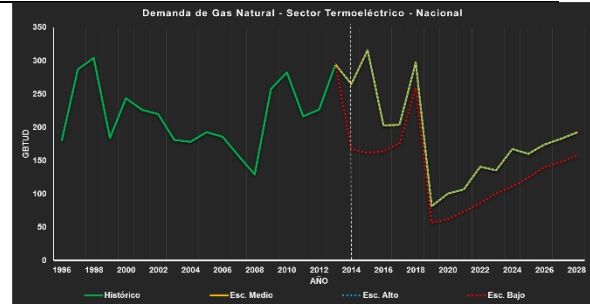
Para el consumo de generación de seguridad, se tienen en cuenta las restricciones de funcionamiento del sistema, así como las condiciones necesarias para mantener la estabilidad del sistema

Luego de establecer las necesidades de GN para cada uno de los criterios anteriores, se establece la cantidad de GN necesaria en

cada momento del tiempo mediante la función $max(\text{generación ideal}, \text{generación de seguridad})$. Además, se adiciona la cantidad de GN necesaria para arranque y parada.

Para establecer las necesidades de GN del SIN, se simularon tres escenarios de demanda:

- Alto: Escenario alto revisión demanda de energía eléctrica junio 2014 + Expansión Cargo por Confiabilidad + Restricciones Eléctricas + Serie del SDDP que considera la menor generación hidráulica en el periodo marzo 2014 – Junio 2015.
- Medio: Escenario alto revisión demanda de energía eléctrica junio 2014 + Expansión Cargo por Confiabilidad + Restricciones Eléctricas + Serie del SDDP que considera la menor generación hidráulica en el periodo marzo 2014 – Junio 2015.
- Bajo: Escenario alto revisión demanda de energía eléctrica junio 2014 + Expansión Cargo por Confiabilidad + Restricciones Eléctricas + Serie del SDDP estocástica.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la tabla y gráfica anteriores se aprecia que de acuerdo a las reservas hídricas esperadas por el SDDP, la cantidad de gas requerida se mantiene en niveles superiores a 250GBTUD durante el 2014 y 2015 en los escenarios medio y alto. En el año 2018, se esperaría otro período seco en el cual se tendrían de nuevo consumos de más de 250GBTUD en el escenario medio de demanda. Pero a partir del año 2019, y como consecuencia de la entrada de nuevos proyectos de generación hidroeléctrica y de la implementación de proyectos para la reducción de las generaciones de seguridad, como la línea de transmisión de 500 kV Ituango - Cerromatoso - Copey, la demanda de GN cae a niveles por debajo de 150 GBTUD en el escenario medio entre los años 2019 a 2023.

La proyección del sector termoeléctrico se presenta a continuación:

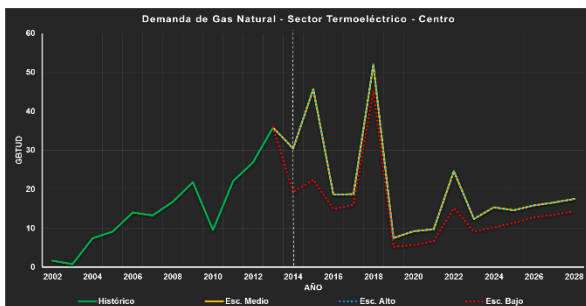
GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	264,50	264,50	167,48
2015	315,48	315,48	161,39
2016	202,75	202,75	163,67
2017	203,69	203,69	175,29
2018	297,16	297,16	258,88
2019	81,63	81,63	56,49
2020	100,24	100,24	62,06
2021	106,57	106,57	73,33
2022	140,43	140,43	86,38
2023	135,26	135,26	100,42
2024	167,10	167,10	111,17
2025	160,20	160,20	124,15
2026	174,24	174,24	139,90
2027	182,15	182,15	147,53
2028	192,00	192,00	157,77

A continuación se presenta la proyección de demanda de GN para el sector termoeléctrico por región de consumo.

4.7.1 Región Centro

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	30,39	30,39	19,24
2015	45,66	45,66	22,40
2016	18,54	18,54	14,93
2017	18,77	18,77	15,97
2018	51,94	51,94	45,28
2019	7,44	7,44	5,26
2020	9,23	9,23	5,66
2021	9,72	9,72	6,69
2022	24,60	24,60	15,11
2023	12,34	12,34	9,16
2024	15,33	15,33	10,14
2025	14,61	14,61	11,32
2026	15,88	15,88	12,79
2027	16,57	16,57	13,41
2028	17,48	17,48	14,35

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2023	104,79	104,79	77,80
2024	130,00	130,00	86,15
2025	124,11	124,11	96,18
2026	135,02	135,02	108,33
2027	141,15	141,15	114,33
2028	148,78	148,78	122,26

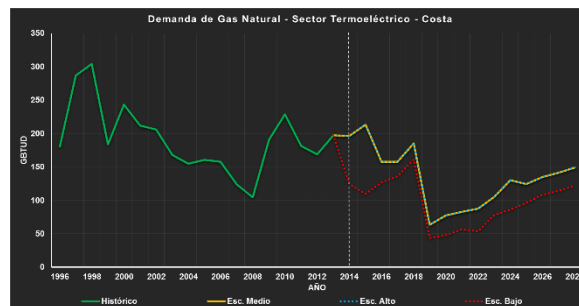


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Para la región Centro se espera un crecimiento promedio anual de 16%. En el año 2018 se espera un incremento de cerca más del 100% del consumo debido a que se espera una temporada seca, la cual terminaría en el año 2019.

4.7.2 Región Costa

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	196,31	196,31	124,30
2015	213,23	213,23	109,57
2016	157,55	157,55	126,80
2017	157,53	157,53	135,83
2018	185,08	185,08	161,26
2019	63,24	63,24	43,64
2020	77,54	77,54	48,08
2021	82,57	82,57	56,81
2022	87,33	87,33	53,80



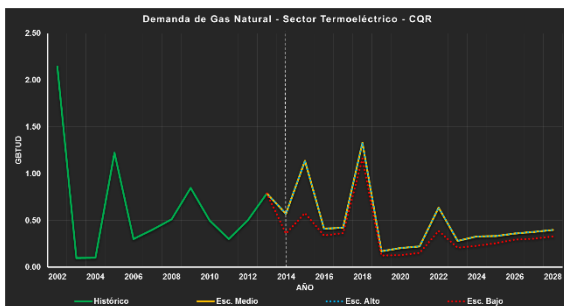
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

La región Costa es la que presenta un mayor consumo de GN para la generación eléctrica, toda vez que existe un predominio de plantas termoeléctricas en la zona, que no sólo ayudan a cubrir la demanda de energía eléctrica propia -que alcanza el 20% del total nacional- en épocas de bajos aportes hídricos, sino que también son utilizadas para cubrir la generación de seguridad necesaria.

Para el 2014 se ve una disminución de cerca de 0,4%. A pesar de que agencias internacionales como la NOAA proyectan un 70% de posibilidades de ocurrencia de un fenómeno de El Niño, el consumo de GN en 2014 es menor que en el año anterior por la expectativa de recuperación del embalse en el período abril – julio 2014.

4.7.3 Región CQR

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	0,57	0,57	0,36
2015	1,14	1,14	0,58
2016	0,41	0,41	0,34
2017	0,42	0,42	0,36
2018	1,33	1,33	1,16
2019	0,17	0,17	0,12
2020	0,21	0,21	0,13
2021	0,22	0,22	0,15
2022	0,64	0,64	0,39
2023	0,28	0,28	0,21
2024	0,33	0,33	0,23
2025	0,33	0,33	0,26
2026	0,36	0,36	0,29
2027	0,38	0,38	0,31
2028	0,40	0,40	0,33



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Para la región CQR se observa un pico de consumo en el año 2018, como consecuencia de un período de bajos aportes hídricos. En condiciones de hidrología promedio, se espera que el consumo de GN en las plantas termoeléctricas de esta región se ubique en valores de 0,5 y 0,6 GBTUD

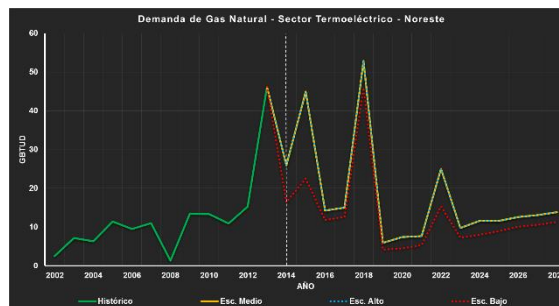
4.7.4 Región Noreste

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	25,91	25,91	16,41
2015	44,96	44,96	22,49
2016	14,21	14,21	11,80
2017	15,00	15,00	12,62
2018	52,81	52,81	45,96
2019	5,89	5,89	4,13
2020	7,37	7,37	4,48
2021	7,69	7,69	5,29
2022	25,02	25,02	15,34

Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2023	9,75	9,75	7,24
2024	11,56	11,56	8,00
2025	11,55	11,55	8,95
2026	12,54	12,54	10,11
2027	13,10	13,10	10,61
2028	13,83	13,83	11,36



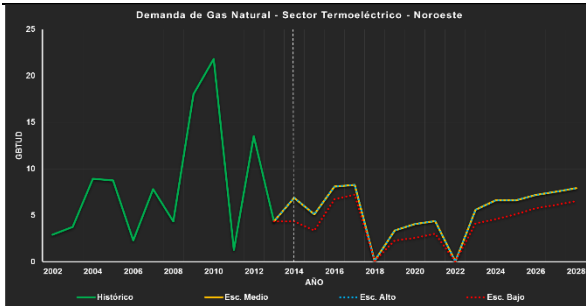
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Noreste se espera que el consumo regrese a niveles entre 10 y 20 GBTUD en los años 2016 y 2018 y se espera que a partir del año 2019 caiga por debajo de los 10 GBTUD.

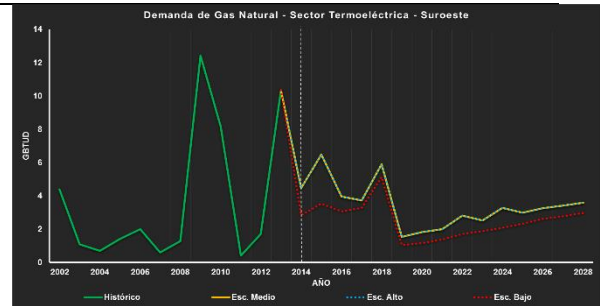
4.7.5 Región Noroeste

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	6,87	6,87	4,35
2015	5,09	5,09	3,38
2016	8,09	8,09	6,74
2017	8,25	8,25	7,23
2018	0,11	0,11	0,09
2019	3,36	3,36	2,30
2020	4,06	4,06	2,56
2021	4,39	4,39	3,02
2022	0,04	0,04	0,03
2023	5,57	5,57	4,14
2024	6,59	6,59	4,57
2025	6,60	6,60	5,12
2026	7,19	7,19	5,77
2027	7,53	7,53	6,10
2028	7,93	7,93	6,51





Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la región Noroeste se espera un incremento de la generación térmica en 2014, debido a la esperada aparición del fenómeno de El Niño. A diferencia de las otras regiones, el consumo en el Noroeste aumenta porque, a pesar de tener bajas hidrologías durante el 2013, no se tiene reporte de altos consumos por parte de las plantas térmicas allí ubicadas.

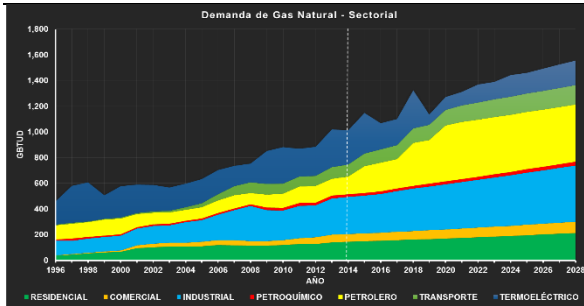
En la región Suroeste se espera un crecimiento promedio de 1,9% anual. El mayor consumo se espera en el año 2018, en el que la demanda sería de 5,89 GBTUD.

4.7.6 Región Suroeste

GBTUD	Proyección - Revisión Julio de 2014		
	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2014	4,46	4,46	2,82
2015	6,48	6,48	3,54
2016	3,95	3,95	3,06
2017	3,72	3,72	3,28
2018	5,89	5,89	5,13
2019	1,52	1,52	1,05
2020	1,83	1,83	1,16
2021	1,99	1,99	1,37
2022	2,80	2,80	1,71
2023	2,53	2,53	1,88
2024	3,28	3,28	2,08
2025	2,99	2,99	2,32
2026	3,26	3,26	2,61
2027	3,42	3,42	2,77
2028	3,60	3,60	2,96

4.8 Resumen demanda sectorial

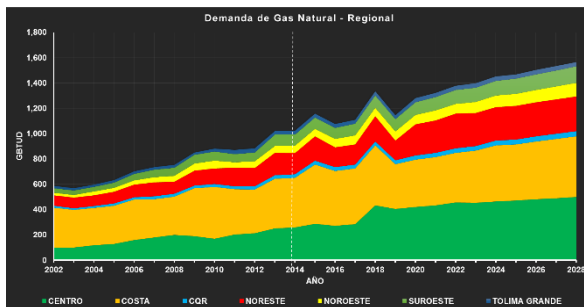
Para la mayoría de los sectores analizados en el presente capítulo se esperan crecimientos en el período 2014 – 2028. Los sectores que presentan mayor crecimiento son el sector Petrolero y el sector Industrial, en los que se esperan crecimientos de 59% y 51% respectivamente, en el período evaluado. El crecimiento en el sector Petrolero se debe a la ampliación de carga de crudo en las refinерías de Cartagena y Barrancabermeja, mientras que el sector Industrial debe su crecimiento a las expectativas de crecimiento de la economía colombiana. Por otra parte, para el sector Termoeléctrico se espera una disminución en el consumo respecto al nivel actual, debido a la entrada de nuevos proyectos hidroeléctricos y por la nueva línea de transmisión de 500kV Ituango - Cerromatoso – Copey, que disminuirá las generaciones de seguridad en la Costa Atlántica a partir del año 2019.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

De la gráfica se puede observar que en el período proyectado los sectores que presentan mayor participación dentro de la demanda en el escenario medio de GN son el Industrial, el Petrolero y el Doméstico –que contiene el Residencial y el Comercial- con 26.8%, 28.1% y 19.4% respectivamente.

A nivel regional, se espera que las regiones Centro y Costa sigan siendo las de mayor participación, con 63% del mercado de GN.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

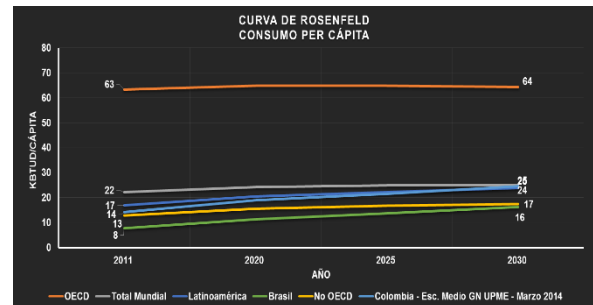
En las regiones en las que se espera mayor crecimiento son Centro y Noroeste, en las que se esperan incrementos de 5,7 y 5,5% promedio anual. Por su parte, la región Costa presenta el menor crecimiento, con tasas de 1,1% promedio anual.

5. CONSUMO PER CÁPITA (CURVAS DE ROSENFELD)

Actualmente, el análisis y diseño de políticas de consumo de energéticos no sólo debe tener en cuenta los volúmenes de energía requeridos en los distintos sectores económicos y sociales, sino que también se debe tener en cuenta la eficiencia y el uso racional de la misma. Por este motivo, es importante analizar la evolución del consumo per cápita del país y compararla con la de otros países o regiones (políticas, socioeconómicas o geográficas), con el objetivo de analizar la eficiencia en el consumo a través del tiempo.

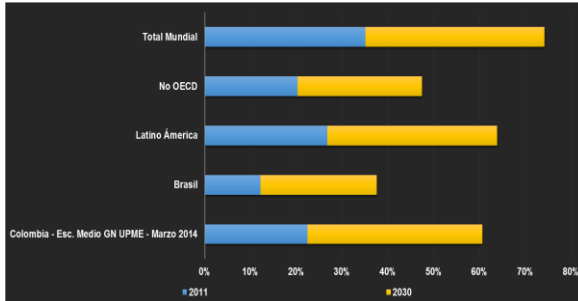
La aplicación de este tipo de análisis la inició el estadounidense Arthur H. Rosenfeld, quien fuera pionero en el campo de investigación de la eficiencia energética. Como resultado de su investigación y del diseño de políticas y de estándares de eficiencia, el estado de California ha logrado ahorros energéticos significativos con respecto total de los Estados Unidos (Rosenfeld & Poskanzer, 2009).

Documentos como el *World Energy Outlook* presentan este tipo de análisis para comparar la evolución de los consumos en diferentes regiones del mundo. Por tal motivo, se considera importante comparar el comportamiento de la demanda per cápita colombiana de GN, frente a grupos de países como la OECD, Latinoamérica, entre otros.



Fuente: UPME, con base en datos de WEO, FMI, Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Además, se hace una comparación de los consumos per cápita del Total Mundial, No OECD, Latinoamérica y Colombia como participación de la energía per cápita consumida por los países miembros de la OECD:

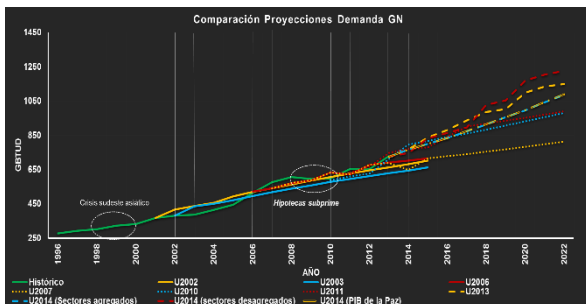


Fuente: UPME, con base en datos de WEO, FMI, Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En las gráficas se observa que los países OECD tienen altos consumos de GN per cápita, lo cual puede ser una consecuencia de altos niveles de demanda en el sector Industrial, así como altos consumos en el sector residencial debido a la presencia de estaciones en gran parte de los miembros de esta comunidad. En el caso colombiano, se observa un consumo considerablemente bajo al compararlo con el grupo OECD, pero al mismo tiempo se tiene un crecimiento de más del 70% hacia el año 2030, con el cual se llegaría a un consumo del 60% del grupo OECD. Dicho aumento puede responder a un incremento en los consumos de todos los sectores, pero también puede ser el resultado de la no aplicación de escenarios de eficiencia energética.

6. META ANÁLISIS DE PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL

A continuación se presenta una gráfica comparativa entre las más recientes proyecciones publicadas por la entidad y las proyecciones de las secciones 3.1 y la suma de los seis primeros sectores de la sección 4:



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Al comparar las diferentes proyecciones, se observa que:

- 1) Entre los años 2002 a 2005 las proyecciones de la demanda estuvieron en valores por encima de lo esperado. Esta tendencia se revirtió en 2005, año en que los sectores industrial y vehicular aumentaron de manera considerable sus consumos.
- 2) La tendencia de crecimiento de 2005 a 2007 resultó afectada por la crisis de las hipotecas subprime. Se observa que para el año 2008, hubo una disminución de la demanda de gas, principalmente por una reducción en el consumo del sector industrial. A pesar de que las proyecciones para ese período siguen estando por debajo de los valores reales, la brecha entre estas se redujo.
- 3) Las últimas revisiones presentan proyecciones al alza; mientras que en el ejercicio de 2011 se esperaba que la demanda de GN fuera de 1 000 GBTUD, en las proyecciones del año 2013 se aumenta la demanda en más de 100 GBTUD.
- 4) Los ejercicios de sectores agregados (sección 3.1) como desagregados (sección

4) se ubican por encima de las proyecciones previas -siendo los escenarios más optimistas en cuanto al aumento de la demanda- aunque están muy cerca del valor proyectado de 2013.

De acuerdo con la nueva proyección, en el ejercicio de la sección 3.1, para el año 2020, se espera que la demanda interna sea de 996,3 GBTUD y en el ejercicio de la sección 4 de 1 171,7, mientras que con la proyección de 2011 se esperan solamente 953,6 GBTUD. La última revisión presenta una mayor tasa de crecimiento que puede ser explicada en parte por la diferencia que se presenta entre los datos históricos de los ejercicios previos y los históricos utilizados en el ejercicio econométrico.

Adicionalmente se analizó el comportamiento de las proyecciones previas con respecto a los valores realmente demandados, con el objetivo de evaluar su precisión. Para tal fin, se utilizaron 3 estadísticos sugeridos en Considine & Clemente (2007): el Error Promedio Porcentual, APE, el Error Promedio Absoluto, AAE, y el Error Promedio Cuadrático, MSE, todos los anteriores definidos por sus siglas en inglés. A continuación se presenta la definición de cada uno de estos estadísticos:

Error Promedio Porcentual (APE),

$$APE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n 100 * \frac{(P_t - A_t)}{A_t}$$

Error Promedio Absoluto (AAE),

$$APE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n |A_t - P_t|$$

Para el cálculo de la precisión se utiliza el Error Cuadrático Medio, definido como:

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left(\frac{P_t - A_t}{A_{t-1}} \right)^2 = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n (p_t - a_t)^2$$

$$P_t = (P_t - A_{t-1}) / A_{t-1}$$

$$A_t = (A_t - A_{t-1}) / A_{t-1}$$

El Error Cuadrático Medio da la medida de las diferencias en promedio entre los valores pronosticados y los observados.

Por último, el sesgo (BIAS) proporciona información sobre la tendencia del modelo a sobreestimar o subestimar una variable, cuantifica el error sistemático del modelo.

$$B = Bias = Sesgo = \frac{(\bar{p} - \bar{a})^2}{MSE}$$

$$M = Model = Modelo = \frac{(S_p - rS_a)^2}{MSE}$$

$$R = Random = Aleatorio = \frac{(1 - r^2)S_a^2}{MSE}$$

Donde S_p es la desviación estándar de la población de p , r son los coeficientes de correlación entre P y A , y S_a es la desviación estándar de a , las tres medidas suman uno, es decir, $B + M + R = 1$.

La verificación celda a celda consiste en comparar el resultado del pronóstico con el análisis para el mismo año. La ventaja que conlleva éste método es la sencillez en la computación, ya que, todos los puntos de los valores observados y pronosticados coinciden espacialmente. Sin embargo, algunos autores, Stenger (2000) y White et al. (1999), han constatado la tendencia de esta metodología en producir un sesgo a favor de los resultados de los dominios con resoluciones menores. (Jorba Casellas, 2005).

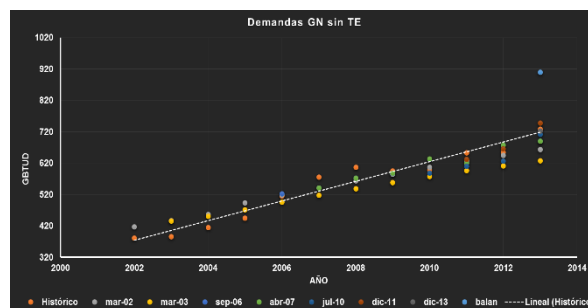
La otra metodología utilizada, y altamente extendida, es la verificación celda - punto. En esta se comparan observaciones puntuales con los valores de las celdas donde se sitúan las observaciones. En éste caso no se analizan todos los puntos del dominio, sólo se centra en los puntos donde hay observación. Esta metodología supone que los dos valores son comparables, aunque la observación es un valor temporal y espacialmente puntual, a diferencia del resultado pronosticado, que es

un valor temporal y espacialmente promediado. La problemática que se plantea al analizar la calidad de las proyecciones con un análisis estadístico es que aunque los estadísticos presenten un mal comportamiento los resultados de la proyección sean buenos pero con un desajuste temporal en la predicción de los valores dentro el dominio. (Jorba Casellas, 2005).

Para la verificación del modelo se ha utilizado la metodología celda a celda, revisando las proyecciones realizadas por la Unidad en los años 2002, 2003, 2006, 2007, 2010, 2011 y 2013.

%	2002	2003	2006	2007	2010	2011	2013
APE	1,4	-3,2	-1,6	-1,9	-3,6	0,4	-0,7
AAE	31,5	46,8	26,6	29,2	24,0	17,4	4,8
MSE	0,6	0,8	0,2	0,3	0,2	0,1	0,0

Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.



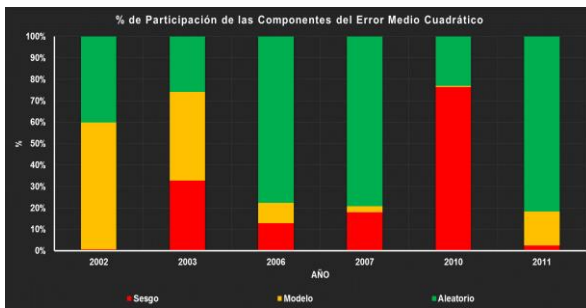
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Como es de esperar, los períodos con proyecciones más cortas y por lo tanto más cercanas, presentan menores desviaciones de los consumos reales. Sin embargo, se debe resaltar el desempeño de todas las proyecciones realizadas desde el 2002, ya que presentan un error cuadrático medio menor a 1%, incluso aquellas que cubren un mayor espacio de tiempo. Teniendo en cuenta la cantidad de períodos pronosticados y la magnitud del error cuadrático medio, la proyección del año 2006 resulta muy acertada para el pronóstico de la demanda de GN.

Adicionalmente, al realizar la descomposición del error cuadrático medio, se obtuvieron los siguientes resultados:

MSE %	2002	2003	2006	2007	2010	2011
B	0,7	32,7	12,9	18,0	76,5	2,5
M	59,2	41,5	9,5	2,7	0,5	15,8
R	40,1	25,9	77,6	79,3	23,0	81,7

Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

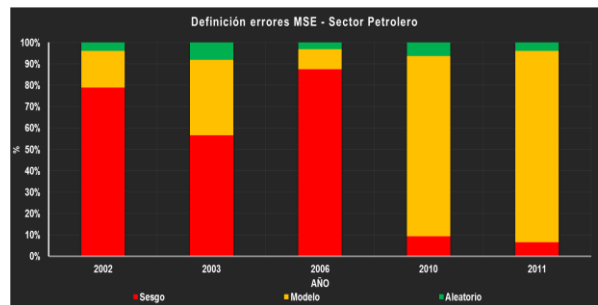
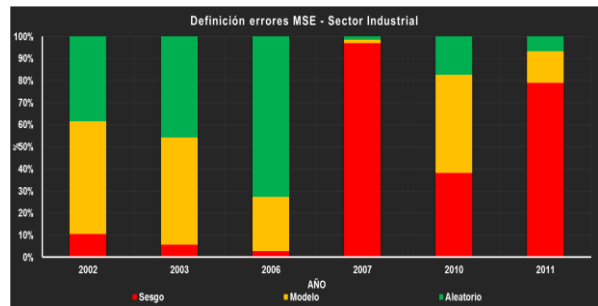
Teóricamente se requiere que la suma de estas tres componentes sea 1, buscando siempre que B y M tiendan a cero, es decir que los errores sean aleatorios (Considine & Clemente, 2007). De acuerdo a la afirmación anterior, se puede observar que los modelos de proyección utilizados desde el año 2006 (con excepción del ejercicio de 2010), presentan una alta probabilidad de ocurrencia de errores aleatorios, así como un error cuadrático medio menor al 1%. Con respecto a la proyección del 2010, el alto porcentaje de error por sesgo puede ser producto de una sobre estimación del crecimiento de variables relacionadas con el crecimiento de la demanda de gas como el crecimiento de la población o del PIB, o a proyecciones optimistas de uso de gas natural en sectores como el Transporte o la Industria.

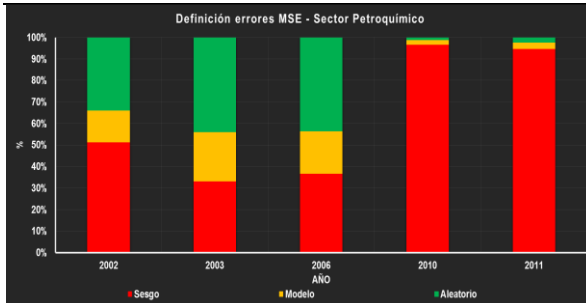
Cabe resaltar, que el ejercicio presentado se aplicó a la demanda de gas total sin incluir los consumos de las centrales de generación térmica, por las mismas razones que se expusieron en la introducción del presente documento.

Al analizar el comportamiento del error por cada uno de los sectores se obtuvieron los siguientes resultados:

SECTOR	2002	2003	2006	2007	2010	2011	2013
Domés.	7	6	4	4	1	0	0
Indus.	2	1	1	60	0	1	0
Petrol.	15	8	21	111	5	6	0
Transp.	11	5	21	21	0	2	1
Petroq.	13	11	11	130	24	19	0
Termo.	14	14	22	12	17	5	0

Al desagregar la demanda por sectores de consumo vemos que las proyecciones que presentan mayor error cuadrático medio son las relacionadas con el sector Petrolero y el sector Petroquímico. Además, vemos que las proyecciones presentadas en el año 2007 son las que presentan mayores diferencias contra los datos de demanda reales, en especial para la Industria, el sector Petroquímico y el sector Petrolero. A continuación se presenta la composición del MSE para cada uno de los sectores que presentan mayor valor.





Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

En la primera gráfica se observa que las proyecciones para el sector Industrial en el año 2006 no sólo presentan un error cuadrático medio bajo, alrededor del 1, sino que además, éste es en su mayoría atribuido a factores aleatorios (70). Por su parte, los modelos de 2010 y 2011, a pesar de tener menores errores cuadráticos medios, éstos están compuestos en su mayor parte por sesgos en el modelo.

En la segunda gráfica, se observa que en el sector Petrolero el error cuadrático medio está compuesto en su mayor parte por sesgo y por condiciones atribuidas al planteamiento del modelo.

Por último, el sector Petroquímico presenta un comportamiento similar a la Industria en cuanto a la composición del error cuadrático medio, lo que podría indicar que al evaluar los pronósticos de estos dos sectores se sobreestimaron otras variables relacionadas en los modelos, como por ejemplo, las tasas de desarrollo económico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Considine, T., & Clemente, F. (2007). Betting on Bad Numbers. *Public Utilities Fortnightly*, 53-59.
http://peakwatch.typepad.com/Gas_Market_Forecasts.pdf

- Forouzanfar, M., Doustmohammadi, A., Menhaj, M., & Hasanzadeh, S. (2009). Modeling and estimation of the natural gas consumption for residential and commercial sectors in Iran. *Applied Energy*, 268-274.
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261909002803>

- Jorba Casellas, O. (2005). Simulación de los campos de viento de la Península Ibérica y el área geográfica de Catalunya con alta resolución espacial para distintas situaciones meteorológicas típicas. *Tesis Doctoral*, 100. <http://tdx.cat/handle/10803/6836>

- Rosenfeld, A., & Poskanzer, D. (2009). A Graph Is Worth a Thousand Gigawatt-Hours. *Innovations*, 57-79.
http://www.energy.ca.gov/commissioners/rosenfeld_docs/INNOVATIONS_Fall_2009_Rosenfeld-Poskanzer.pdf

- Stenger, R. (2000). Sensitivity studies on a limited area mesoscale model: an examination of lateral boundary placement, grid resolution and nesting type. *Air Force Institute Tecnology. Thesis for the degree of Master of Science in Meteorology*, 215.
<http://www.dtic.mil/dtic/tr/fulltext/u2/a384346.pdf>

- White, C., Smart, R., Sputter, M., Cresser, M., Billet, M., Elias, E., . . . Owen, R. (1999). A novel index of susceptibility of rivers and their catchments to acidification in regions subject to a maritime influence. *Applied Geochemistry*, 1093-1099.
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S088329279900013X>

Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**

Contacto:
Pbx: 222 06 01
Fax: 221 95 37
Avenida Calle 26 No. 69D-91 Piso 9
Síguenos en: @UPMEOFICIAL